Supplemento ordinario alla “Gazzetta Ufficiale,, n. 100 del 29 aprile 2008 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Martedì, 29 aprile 2008** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06 85081

N. 107

AUTORITÀ PER L’ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni ARG/gas 27/08; ARG/elt 30/08; ARG/gas 31/08; ARG/gas 32/08; ARG/com 34/08; ARG/gas 35/08; ARG/elt 36/08; ARG/elt 37/08; ARG/elt 38/08; ARG/gas 39/08; ARG/gas 40/08; ARG/gas 41/08; EEN 3/08 e ARG/elt 33/08.

S O M M A R I O

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETO 10 marzo 2008.

Differimento dei termini previsti per l'entrata in vigore del Titolo III della deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04 in tema di sicurezza post contatore gas. (Deliberazione ARG/gas 27/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 marzo 2008

Visti:

- la legge 6 dicembre 1971, n. 1083;
- la legge 5 marzo 1990, n. 46 (di seguito: legge n. 46/90);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 26 febbraio 2007, n. 17, di conversione del decreto legge 28 dicembre 2006, n. 300,
- la legge 28 febbraio 2008, n. 31 (di seguito: legge n. 31/08), di conversione del decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 marzo 2004, n. 40/04 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 40/04);
- la deliberazione dell'Autorità 20 settembre 2005, n. 192/05 (di seguito: deliberazione n. 192/05).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 40/04 l'Autorità ha emanato il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas (di seguito: regolamento);
- al fine di garantire un graduale impatto degli effetti derivanti dall'adozione del regolamento la deliberazione n. 40/04 ha fissato l'avvio degli accertamenti per gli impianti di utenza riattivati o modificati a partire dall'1 aprile 2008;
- con la deliberazione n. 192/05 l'Autorità ha istituito un Gruppo di lavoro finalizzato ad individuare eventuali semplificazioni al regolamento che ne facilitassero l'attuazione (di seguito: Gruppo di lavoro);
- il regolamento attribuisce un ruolo fondamentale ai Comuni nello svolgimento delle verifiche dirette sulla sicurezza degli impianti di utenza sottoposti ad accertamento documentale da parte del distributore di gas;

- la legge n. 31/08, all'articolo 29 bis, ha differito al 31 marzo 2008 il periodo di validità della delega conferita dal Parlamento ai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per la revisione della legge sulla sicurezza degli impianti e sulla predisposizione di un nuovo sistema di verifiche di sicurezza;
- l'analisi dei dati relativi all'attuazione della deliberazione n. 40/04 nell'anno termico 2006-2007, trasmessi dai distributori all'Autorità, evidenzia ancora una significativa disomogeneità tra gli esercenti relativamente al numero di accertamenti impediti e di accertamenti negativi attribuibile al non completo assestamento a regime del regolamento;
- il 4 marzo 2008 si è svolta una riunione del Gruppo di lavoro nella quale è emerso che:
  a. le modificazioni alla deliberazione n. 40/04 introdotte dall'Autorità ed entrate in vigore, a regime, a partire dall'1 aprile 2007 si sono rivelate efficaci nel superare le difficoltà inizialmente riscontrate nell'applicazione del regolamento;
  b. per alcuni distributori di gas permane tuttavia una situazione di criticità relativa ad un significativo numero di accertamenti impediti inerenti a richieste di attivazione della fornitura antecedenti all'1 aprile 2007;
  c. solo un esiguo numero di Comuni si è avvalso della facoltà concessa dal regolamento di effettuare la verifica diretta sulla sicurezza degli impianti di utenza sottoposti ad accertamento documentale da parte del distributore di gas;
  d. non è ancora completamente diffusa la conoscenza da parte degli installatori e degli accertatori delle linee guida per l'attività di accertamento emanate dal Comitato Italiano Gas nell'agosto 2007;
- nella stessa riunione del Gruppo di lavoro le associazioni di distributori e venditori di gas hanno richiesto che, stante l'attuale quadro di incertezza normativa e le difficoltà di attuazione ancora esistenti sugli impianti di utenza nuovi, l'entrata in vigore del Titolo III della deliberazione n. 40/04, relativo agli impianti di utenza a gas modificati o riattivati, sia differita di almeno un anno al fine anche di consentire, nell'ambito del Gruppo di lavoro, l'individuazione delle necessità di intervento sul regolamento finalizzate al recepimento delle imminenti disposizioni ministeriali di revisione della legge n. 46/90 sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas.

Ritenuto che:

- il differimento di un anno richiesto dalle associazioni di distributori e venditori di gas appare congruo anche al fine di consentire il consolidamento da parte di tutti gli operatori delle disposizioni ormai a regime relative agli impianti di utenza nuovi ed il superamento delle criticità residue nonché il riavvio delle attività del Gruppo di lavoro;
- sia pertanto opportuno differire di un anno il termine di entrata in vigore del Titolo III della deliberazione n. 40/04, relativo agli impianti di utenza a gas modificati o riattivati, per recepire nel regolamento le imminenti nuove disposizioni ministeriali di revisione della legge sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas.

DELIBERA

1. di sostituire il comma 3 dell'Articolo 33 della deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04 con il seguente comma:
   "Il Titolo III entra in vigore dall'1 aprile 2009, ad esclusione del comma 23.1 che entra in vigore dall'1 settembre 2006.";
2. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità il testo della deliberazione dell'Autorità n. 40/04 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 10 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

DECRETO 13 marzo 2008.

Modificazioni e integrazioni al Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. (Deliberazione ARG/elt 30/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 13 marzo 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 19 luglio 1996;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi (di seguito: *CIP*) 30 luglio 1986, n. 42;
- il provvedimento *CIP* 14 dicembre 1993, n. 15;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04 (di seguito: Testo integrato 2004-2007);
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04 come successivamente modificata e integrata e l'allegato A recante "Modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo Integrato" (di seguito: deliberazione n. 96/04);

- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06 (di seguito: deliberazione n. 292/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07 (di seguito: deliberazione n. 11/07);
- Il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità' per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione 27 giugno 2007, n. 256/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007, n. 316/07 (di seguito: deliberazione n. 316/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- Il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica – periodo di regolazione 2008-2011, Allegato A alla deliberazione n. 348/07 (di seguito: Testo integrato 2008-2011);
- l'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, recante disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2008, n. ARG/elt 4/08;
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007, atto n. 34/07;
- il documento per la consultazione 30 novembre 2007, atto n. 47/07 (di seguito: documento per la consultazione 30 novembre 2007).

Considerato che:

- l'articolo 35 del Testo integrato 2008-2011 prevede che l'Autorità definisca un meccanismo di perequazione finalizzato a garantire che la maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione, ai sensi dell'articolo 11 del medesimo Testo integrato, sia attribuita alle imprese che hanno effettivamente realizzato detti investimenti.

Considerato che:

- il comma 36.2 del Testo integrato 2008-2011 stabilisce che i corrispettivi unitari $\rho_3^{'c}(disAT)$ e i costi unitari standard p_k siano fissati con separato provvedimento dell'Autorità;
- il comma 37.2 del Testo integrato 2008-2011 stabilisce che i corrispettivi unitari $\rho_1^{'c}(disMT)$, $\rho_3^{'c}(disMT)$ e i costi unitari standard r_k siano fissati con separato provvedimento dell'Autorità;
- i costi unitari standard p_k e r_k costituiscono elementi di ponderazione ai fini dell'attribuzione alle imprese distributrici dei ricavi tariffari oggetto di perequazione; e che, dunque, ai fini dei meccanismi di perequazione risulta rilevante il rapporto relativo tra i costi standard associati alle differenti tipologie di impianto;

- sulla base delle informazioni disponibili non si rilevano apprezzabili variazioni, in termini relativi, tra i costi unitari standard associati alle diverse tipologie di impianto, rispetto ai valori utilizzati nel secondo periodo di regolazione.

Considerato che:

- il comma 40.1 del Testo integrato 2008-2011 prevede che sia definito un meccanismo di perequazione dei ricavi per l'erogazione del servizio di misura ai punti di prelievo in bassa tensione, finalizzato a garantire che la remunerazione dell'investimento in misuratori elettronici e sistemi elettronici di raccolta delle misure, relativi a punti di prelievo in bassa tensione, e le quote di ammortamento dei misuratori elettromeccanici dismessi per la loro sostituzione con misuratori elettronici siano attribuite alle imprese distributrici che hanno effettivamente realizzato detti investimenti;
- il comma 40.2 del Testo integrato 2008-2011 prevede che, contestualmente al meccanismo di cui al precedente alinea, sia definito un sistema di penalità in relazione al mancato rispetto degli obiettivi di installazione obbligatori previsti dalla deliberazione n. 292/06, secondo quanto disposto dall'articolo 11 della medesima deliberazione n. 292/06;
- relativamente alle utenze domestiche in bassa tensione, il servizio di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 è regolato dal Titolo 3 e dal Titolo 4 del Testo integrato 2008-2011;
- le componenti tariffarie MIS_1 e MIS_3, di cui al comma 25.1, e l'elemento $\sigma_1(mis)$ della tariffa *D1*, di cui al comma 31.1, coerentemente con quanto esplicitato alle tabelle da 8.1 a 8.4 del Testo integrato 2008-2011, relative ai punti di interconnessione e di immissione, sono composte da tre parti a copertura:
  a) della manutenzione e installazione dei misuratori, ivi inclusi gli ammortamenti e la remunerazione del capitale investito ad essi riferito (INS);
  b) della raccolta delle misure, ivi inclusi gli ammortamenti e la remunerazione del capitale investito relativo ai sistemi di telegestione (RAC);
  c) e della validazione e registrazione delle misure (VER);
- in relazione ai punti di prelievo in bassa tensione, la parte INS del corrispettivo di misura è altresì destinata a garantire la copertura delle quote di ammortamento relative a misuratori elettromeccanici disinstallati prima del completamento della propria vita utile per essere sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
- in relazione al *driver* da utilizzare ai fini della perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione, nel documento per la consultazione 30 novembre 2007 era stata ipotizzata la conferma del riferimento al numero di misuratori elettronici installati, in coerenza con le scelte fatte per la perequazione relativa all'anno 2007;
- il *driver* di cui al precedente punto, comportando sostanzialmente un riconoscimento di costo di capitale medio di settore, in presenza di tecnologie differenziate, anche in termini di potenzialità e funzionalità, potrebbe risultare non adeguato ad incentivare l'adozione di tecnologie innovative anche ove

queste presentassero un differenziale di costo ragionevole rispetto ai benefici offerti in termini di servizio erogato.

Considerato che:

- il comma 41.1 del Testo integrato 2008-2011 prevede che l'Autorità definisca un meccanismo di perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione, a tutela dell'equilibrio economico-finanziario delle medesime, in esito alla nuova organizzazione del settore conseguente al completamento del processo di liberalizzazione;
- il medesimo comma 41.1 del Testo integrato 2008-2011 prevede che tale meccanismo sia sviluppato in coerenza con le proposte formulate nel capitolo 25 del documento per la consultazione 30 novembre 2007 ove tra l'altro erano previste:
  a) l'introduzione di meccanismi di correzione dinamica di eventuali squilibri tra costo riconosciuto e ricavo disponibile a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione;
  b) l'introduzione di due distinti regimi di perequazione, uno destinato alle imprese distributrici che hanno costituito separata società per l'erogazione del servizio di vendita di maggior tutela, e uno per le imprese che erogano congiuntamente i servizi di distribuzione e vendita di maggior tutela;
  c) la definizione del costo, ovvero della tariffa, a copertura dei costi di commercializzazione dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica, che sarebbe stata riconosciuta se le attività avessero continuato ad essere svolte congiuntamente sulla base dei riscontri contabili dell'anno 2006;
- l'articolo 9bis.1, lettera b) del TIV, prevede che, ai fini della remunerazione dei costi di commercializzazione delle imprese distributrici che svolgono il servizio di maggior tutela è riconosciuto un corrispettivo RCV_i;
- la specifica remunerazione di cui al precedente alinea è stabilita tenendo conto delle sinergie legate all'erogazione contestuale dei servizi di maggior tutela e di distribuzione;
- il primo anno in cui il nuovo assetto organizzativo dei segmenti commerciali di distribuzione e vendita dispiegherà i propri effetti è l'anno 2008.

Considerato che:

- ai sensi delle disposizioni del comma 49.3 del Testo integrato 2004-2007 l'ammontare relativo alla perequazione specifica aziendale (di seguito: ammontare PSA) è determinato in funzione del valore assunto dal fattore di correzione *Csa* (di seguito: *Csa*);
- ai sensi delle disposizioni del comma 49.4 del Testo integrato 2004-2007, l'anno di riferimento rilevante ai fini della determinazione del *Csa* per il periodo di regolazione 2004-2007 è il 2003;
- il *Csa* viene fissato con riferimento al livello dei costi operativi desumibili dai conti annuali separati, ai sensi della deliberazione n. 310/01, dell'esercizio 2003 e degli investimenti effettuati dalle imprese e rivalutati con il coefficiente degli investimenti fissi lordi al 31 dicembre 2003;

- nel corso del periodo di regolazione 2004-2007 il *Csa* è aggiornato per ciascun anno del periodo secondo le modalità applicative definite con deliberazione n. 316/07, in coerenza con i criteri di aggiornamento annuale della quota parte delle componenti tariffarie per il servizio di distribuzione a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto;
- l'aggiornamento del *Csa* ha lo scopo di riallineare l'ammontare percepito a titolo di perequazione specifica aziendale al livello effettivo degli investimenti realizzati da ciascuna impresa distributrice, al fine di consentire che i riflessi economici derivanti dall'immediato riconoscimento tariffario dei nuovi investimenti nelle reti di distribuzione siano, il più possibile, trasferiti alle imprese che hanno effettuato tali investimenti;
- il comma 42.3 del Testo integrato 2008-2011 prevede che l'Autorità definisca le modalità di applicazione e aggiornamento del *Csa* per il periodo di regolazione 2008-2011;
- ai sensi dei commi 10.3 e 32.3 del Testo integrato 2008-2011, ai fini della fissazione dei corrispettivi tariffari per l'anno successivo, in occasione degli aggiornamenti annuali, l'Autorità tiene conto degli investimenti netti effettuati dalle imprese distributrici, come riscontrabili dall'ultimo bilancio d'esercizio disponibile, variando percentualmente i parametri tariffari a copertura della remunerazione del capitale investito;
- ai sensi dei commi 10.5 e 32.4 del Testo integrato 2008-2011, ai fini della fissazione dei corrispettivi tariffari per l'anno successivo, in occasione degli aggiornamenti annuali, l'Autorità tiene conto degli investimenti lordi effettuati dalle imprese distributrici, variando percentualmente i parametri tariffari a copertura degli ammortamenti;
- l'Autorità, nel primo documento per la consultazione, ha formulato la proposta di sostenere l'aggregazione tra le imprese distributrici, riconoscendo alle imprese che si aggregano, per un periodo di otto anni, un ammontare PSA pari alla somma di quello stabilito per le singole imprese;
- non sono stati formulati rilievi a tale proposta da parte dei partecipanti alla consultazione;
- l'articolo 43 del Testo integrato 2008-2011 prevede un meccanismo di promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici a valere fino all'anno 2011;
- in sede di consultazione l'Autorità ha prospettato il passaggio, dal prossimo periodo regolatorio, da un regime integrativo di perequazione specifica aziendale al riconoscimento di vincoli individuali per impresa.

Considerato che:

- sono stati rilevati errori materiali nell'Allegato A e nell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07.

Ritenuto opportuno:

- determinare la quota parte dei corrispettivi unitari delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione e dei costi

diretti di trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione di cui agli articoli 36 e 37 del Testo integrato 2008-2011;

- determinare i corrispettivi specifici per il calcolo dell'ammontare RF_{TOT} di cui al comma 37.1 del Testo integrato 2008-2011;
- indicizzare i costi unitari standard p_k e r_k di cui agli articoli 36 e 37 del Testo integrato 2008-2011, confermando i rapporti relativi tra i costi standard associati alle differenti tipologie di impianto utilizzati nel secondo periodo di regolazione.

Ritenuto opportuno:

- in una prospettiva di sostegno all'innovazione tecnologica ed alla pluralità delle tecnologie nel segmento della misura dell'energia elettrica, prevedere che il regime di perequazione dei ricavi relativi al sevizio di misura in bassa tensione garantisca, nei limiti di seguito precisati, il riconoscimento dei costi di investimento effettivamente sostenuti dalle singole imprese;
- prevedere, in presenza di scostamenti rilevanti del costo effettivo del misuratore installato da una singola impresa rispetto al costo medio nazionale, la possibilità di avviare specifiche istruttorie per accertare l'origine dello scostamento e la sua riconoscibilità ai fini tariffari, anche tenendo conto delle caratteristiche tecnologiche delle apparecchiature installate;
- prevedere che, salvo quanto disposto al precedente punto, il regime di perequazione dei ricavi di misura in bassa tensione sia organizzato in modo da non dar luogo ad avanzi o disavanzi di sistema;
- pertanto che il meccanismo di perequazione dei ricavi per l'erogazione del servizi di misura ai punti di prelievo in bassa tensione riguardi:
  a) i ricavi derivanti dall'applicazione alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere a), b) e c), della quota parte degli elementi MIS_1(INS), MIS_3(INS) e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione e a copertura delle dismissioni di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
  b) i ricavi derivanti dall'applicazione alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere a), b) e c), della quota parte degli elementi MIS_1(RAC), MIS_3(RAC) e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta delle misure;
- che il meccanismo di penalità in relazione al mancato rispetto degli obbiettivi di installazione obbligatori previsti dalla deliberazione n. 292/06 riguardi i ricavi derivanti dall'applicazione della quota parte degli elementi MIS_1(INS), MIS_3(INS) e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione, e a copertura delle dismissioni di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;

- utilizzare il conto di cui al comma 54.1, lettera h) del Testo integrato 2008-2011 per la copertura degli squilibri della perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione di cui all'articolo 40 del medesimo Testo integrato.

Ritenuto opportuno:

- definire le regole per il funzionamento del meccanismo dinamico di correzione dei ricavi ammessi a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione;
- definire, per le imprese distributrici che erogano direttamente il servizio di maggior tutela, una specifica remunerazione per il servizio di commercializzazione dei servizi di distribuzione e di vendita di maggior tutela che tenga conto delle sinergie legate all'erogazione contestuale di tali servizi;
- in relazione alle esigenze di trasparenza nella gestione dei servizi regolati, definire meccanismi di perequazione dei costi di commercializzazione differenziati tra le imprese che hanno proceduto a costituire una società separata per l'erogazione del servizio di vendita di maggior tutela e quelle che erogano congiuntamente i servizi di distribuzione e di maggior tutela;
- utilizzare il conto di cui al comma 54.1, lettera h) del Testo integrato 2008-2011 per la copertura degli squilibri della perequazione dei costi commerciali, di cui all'articolo 41 del medesimo Testo integrato, sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione.

Ritenuto opportuno:

- aggiornare il *Csa* per il periodo 2008-2011 riallineando l'ammontare PSA della singola impresa al livello effettivo dei propri investimenti, con la finalità di consentire che i riflessi economici derivanti agli esercenti dall'immediato riconoscimento tariffario dei nuovi investimenti nelle reti di distribuzione siano, il più possibile, assicurati alle imprese che hanno effettuato tali investimenti;
- aggiornare per l'anno 2008 i costi effettivi riconoscibili alle imprese distributrici che partecipano alla perequazione specifica aziendale sulla base di istruttorie individuali condotte dalla Direzione tariffe, in coerenza con i criteri adottati ai fini delle determinazioni tariffarie per il periodo di regolazione 2008-2011;
- sostenere l'aggregazione tra le imprese di distribuzione, riconoscendo alle imprese che si aggregano un ammontare PSA pari alla somma di quello stabilito per le singole imprese;
- limitare il riconoscimento dell'ammontare PSA di cui al precedente alinea, ad un periodo coerente con il prospettato riconoscimento di vincoli tariffari individuali per impresa.

Ritenuto opportuno:

- sanare gli errori materiali individuati

DELIBERA

Articolo 1

Modifiche e integrazioni dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07

1.1 Al comma 1.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07:
- la definizione "**componenti UC_3**" è sostituita con la seguente "sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi;";
- è aggiunta la seguente definizione:
  "• **energia reattiva** è l'energia reattiva induttiva;";
- nella definizione di "misuratore di energia elettrica", sono eliminate le parole ", sigillato dagli Uffici Tecnici di Finanza";
- nella definizione di "punto di prelievo" dopo le parole "di cabine telefoniche" sono aggiunte le parole ", di impianti di illuminazione pubblica";
- nella definizione di "usi propri della distribuzione", le parole "al mercato vincolato" sono sostituite con le parole "al servizio di maggior tutela";
- nella definizione di "decreto 20 luglio 2004" dopo le parole "è il decreto ministeriale 20 luglio 2004" sono aggiunte le parole "recante Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato";
- è aggiunta la seguente definizione:
  "• **TIC** è l'Allegato B alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 recante Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione";

1.2 Al comma 3.4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 le parole "medesimi corrispettivi" sono sostituite dalle parole "medesimi importi".

1.3 Il comma 3.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è soppresso. Il successivo comma 3.6 viene numerato come comma 3.5.

1.4 Dopo il comma 10.6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 sono inseriti i seguenti commi:

"10.7. Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, entro il 31 ottobre di ciascun anno, a partire dall'anno 2009, l'Autorità determina una quota correttiva degli elementi $\rho 1(cot)$, $\rho 3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 da applicare nell'anno successivo t, alle tipologie contrattuali di cui al comma 2.2 lettere b) e c) sulla base di quanto disposto al comma 10.8.

10.8. La quota correttiva degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 di cui al comma 10.7 è determinata con l'obbiettivo di compensare lo squilibrio ΔCOT tenendo conto della variazione attesa dei volumi del servizio erogato. Detto squilibrio, rilevato a consuntivo relativamente all'anno t-2 secondo la formula di seguito riportata, è

corretto in relazione ai tassi di variazione di cui al comma 10.1, lettere a) e b).

$$\Delta COT_{t-2} = \sum_{m} \left(CE^{COT}_{m,t-2} - RAP^{COT,AT/MT}_{m,t-2} - RAP^{COT,BT}_{m,t-2} \right)$$

dove:

- *m* indica l'impresa distributrice che ha costituito separata società di vendita per l'erogazione del servizio di maggior tutela;
- $CE^{COT}_{m,t-2}$ è il livello dei costi effettivi ammissibili per l'attività di commercializzazione del servizio di distribuzione, di competenza dell'anno *t-2*, rilevati contabilmente a consuntivo, come desumibili dai conti annuali separati redatti in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 11/07, relativamente al comparto di cui al comma 6.4, lettera f); in relazione all'ammissibilità dei costi, l'Autorità opera in coerenza con i criteri utilizzati per la fissazione dei costi riconosciuti per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2008-2011;
- $RAP^{COT,AT/MT}_{m,t-2}$ è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale connessa in altissima, alta e media tensione, di competenza dell'anno *t-2*, derivante dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC, per ciascuna impresa distributrice *m*;
- $RAP^{COT,BT}_{m,t-2}$ è la somma dei ricavi ammessi, per ciascuna tipologia contrattuale connessa in bassa tensione, di competenza dell'anno *t-2*, derivante dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ *e* $\sigma_1(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC, per ciascuna impresa distributrice *m*."

1.5 Al comma 11.5, lettera a), dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, le parole "maggiore del 20%" sono sostituite con le parole "maggiore del 15%".

1.6 Il comma 15.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituito dal seguente comma:

"15.1. Terna e le imprese distributrici nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e rete di trasmissione nazionale, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, applicano i corrispettivi previsti alla tabella 4 di cui all'allegato n. 1 per il corrispondente livello di tensione.".

1.7 Al comma 15.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, le parole "i ricavi" sono sostituite dalle parole "le partite economiche".

1.8 Al comma 16.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, dopo le parole "si è verificato il supero." si aggiungono le parole: "A tal fine, per gli impianti connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale, Terna trasmette mensilmente alle imprese distributrici competenti i dati delle potenze prelevate.".

1.9 Al comma 20.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, le parole "Istituto Elettrotecnico Nazionale Galileo Ferraris" sono sostituite con le parole "Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica".

1.10 Dopo il comma 30.4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, è aggiunto il seguente:

"30.5 In relazione all'aggiornamento previsto ai commi 30.3 e 30.4, relativamente al riconoscimento della remunerazione degli investimenti netti e degli ammortamenti in misuratori elettronici e sistemi di telegestione per i punti di prelievo di bassa tensione, salvo quanto disposto al comma 40.4, qualora il costo lordo di investimento dichiarato dalla singola impresa distributrice, medio per punto di prelievo, ecceda di oltre l'80% il costo medio lordo rivalutato di settore, la quota di costo eccedente detta soglia è esclusa dalla base di capitale riconosciuta ai fini tariffari."

1.11 Dopo il comma 32.4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, è sono inseriti i seguenti commi:

«32.5. Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, entro il 31 ottobre di ciascun anno, a partire dall'anno 2009, l'Autorità determina una quota correttiva dell'elemento $\sigma_1(cot)$ della tariffa D1 da applicare nell'anno successivo t, secondo quanto disposto al comma 10.8.

32.6. Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, l'aggiornamento dell'elemento $\sigma_1(mis)$, tiene conto di quanto disposto al comma 30.5".

1.12 Il comma 33.4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituito dal seguente comma:

«33.4. L'Autorità provvede alla quantificazione dei saldi di perequazione di cui al comma 33.1, lettere g) e h). La Cassa, attenendosi alle modalità previste nel presente articolo, provvede alla quantificazione dei saldi di perequazione di cui al comma 33.1, lettere da a) a f). La Cassa provvede altresì alla liquidazione dei saldi di perequazione derivanti dall'applicazione dei meccanismi di cui al comma 33.1.".

1.13 Al comma 33.5 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 le parole "alla Cassa" sono sostituite con le parole "all'organo preposto alla quantificazione dei saldi di perequazione".

1.14 Al comma 33.6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 le parole "la Cassa" sono sostituite con le parole "l'organo preposto alla quantificazione dei saldi di perequazione".

1.15 Al comma 33.7 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, dopo le parole "singoli meccanismi di perequazione", sono aggiunte le parole "di cui al comma 33.1, lettere da a) a f). Entro lo stesso termine gli uffici dell'Autorità determinano e, informata l'Autorità, comunicano alla Cassa e a ciascuna impresa distributrice l'ammontare di perequazione relativo ai singoli meccanismi di cui al comma 33.1, lettere g) e h)."

1.16 Al comma 33.9 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, le parole "dei conti UC3" sono sostituite con le parole "del conto di cui al comma 54.1, lettera h),".

1.17 Al comma 34.1, nella definizione del termine RE_m dopo le parole "di cui all'Articolo 7" sono aggiunte le parole "al netto delle maggiorazioni di cui al comma 49.2, lettera a), del TIQE".

1.18 Il comma 35.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituito dal seguente comma:

"35.1. In sede di aggiornamento annuale delle tariffe di distribuzione, a partire dall'aggiornamento relativo all'anno 2010, l'Autorità individua la quota parte delle componenti tariffarie a copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati ai sensi dell'articolo 11, in maniera che tale maggior remunerazione sia riconosciuta alle sole imprese distributrici che hanno effettivamente realizzato detti investimenti."

1.19 Al comma 36.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, nella definizione del termine C_2 le parole "la componente tariffaria $\rho_3(disAT)$ relativa" sono sostituite dalle parole "l'elemento $\rho_3(disAT)$ relativo"; nella definizione del termine RA_{DIR} dopo le parole "e applicando i corrispettivi unitari $\rho'^{c}_{3}(disAT)$" sono inserite le parole "di cui alla tabella 15 dell'allegato n. 1"; nella definizione del termine p_k prima delle parole "costo unitario standard" sono aggiunte le parole "numero indice del" e dopo le parole "alta tensione" sono aggiunte le parole "di cui alla tabella 16 dell'allegato n. 1".

1.20 Il comma 36.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è soppresso.

1.21 Al comma 37.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, nella definizione del termine Cf_2 le parole "le componenti tariffarie $\rho_1(disMT)$ e $\rho_3(disMT)$ relative" sono sostituite dalle parole "gli elementi $\rho_1(disMT)$ e $\rho_3(disMT)$ relativi"; nella definizione del termine RF_{DIR} dopo le parole "e applicando i corrispettivi unitari $\rho'^{c}_{1}(disMT)$ e $\rho'^{c}_{3}(disMT)$" sono inserite le parole "di cui alla tabella 17 dell'allegato n. 1"; nella definizione del termine RF_{TOT} le parole "specifici corrispettivi unitari fissati dall'Autorità" sono sostituite con le parole "i corrispettivi di cui alla tabella 18 dell'allegato n. 1"; nella definizione del termine r_k prima delle parole "costo unitario standard" sono aggiunte le parole "numero indice del" e dopo le parole "media tensione" sono aggiunte le parole "di cui alla tabella 19 dell'allegato n. 1".

1.22 Il comma 37.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è soppresso.

1.23 Al comma 39.1, nella definizione del termine RE dopo le parole "livello dei ricavi effettivi" sono aggiunte le parole "al netto delle maggiorazioni di cui al comma 49.2, lettera a), del TIQE".

1.24 Il comma 40.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituito dal seguente comma:

"40.1. In ciascun anno *t*, l'ammontare di perequazione dei ricavi del servizio di misura per i punti di prelievo in bassa tensione dotati di misuratore relativo a ciascuna impresa distributrice *m* è pari a:

$$PM_m = RM_m - QM_m - RPM_m$$

dove:

- PM_m è l'ammontare di perequazione dei ricavi del servizio di misura;
- RM_m è il ricavo spettante all'impresa distributrice *m*, a copertura dei costi di capitale dell'anno *t-2*, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori di energia elettrica relativi

a punti di prelievo in bassa tensione, e alle dismissioni dell'anno *t-2* di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06, e dei sistemi di raccolta dei dati di misura, calcolato secondo la seguente formula:

$$RM_m = \frac{CE_m^{MEBT}}{\sum_m CE_m^{MEBT}} * \sum_m QME_m + \frac{N_m^{MMBT}}{\sum_m N_m^{MMBT}} * \sum_m QMM_m + \frac{CE_m^{TGBT}}{\sum_m CE_m^{TGBT}} * \sum_m MIS_m^{'}(RAC)$$

con:

- CE_m^{MEBT} è il costo effettivo di capitale dell'anno *t-2*, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettronici di energia elettrica, relativi a punti di prelievo in bassa tensione, aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
- QME_m è il ricavo di ciascuna impresa distributrice *m*, derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi MIS_1(INS), MIS_3(INS) e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettronici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione e a copertura dell'ammortamento delle dismissioni di misuratori elettromeccanici, sostituiti con misuratori elettronici aventi i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06, di cui alla tabella 20 dell'allegato n. 1;
- N_m^{MMBT} è il numero dei misuratori elettromeccanici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione;
- QMM_m è il ricavo dell'impresa distributrice *m*, derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi MIS_1(INS), MIS_3(INS) e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, per l'installazione-manutenzione di misuratori elettromeccanici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione di cui alla tabella 21 dell'allegato n. 1;
- MIS'_m(RAC) è il ricavo dell'impresa distributrice *m*, derivante dall'applicazione delle quote parti degli elementi MIS_1(RAC), MIS_3(RAC) e dell'elemento $\sigma 1(mis)$ a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica di cui alla tabella 22 dell'allegato n. 1;
- CE_m^{TGBT} è il costo effettivo di capitale dell'anno *t-2*, ivi inclusi gli ammortamenti, relativo ai sistemi di raccolta dei dati di misura dell'energia elettrica dei punti di misura in bassa tensione;

– $QM_m = QME_m + QMM_m + MIS'_m(RAC)$;

– RPM_m è la penale, relativa a ciascuna impresa distributrice *m*, in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni della deliberazione n. 292/06 in materia di installazione

di misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione.
In termini formali:

$$RPM_m = MAX(\Delta N_m^{BT,ME};0) * MIS(INS)_{cirBT}$$

con:

- $MIS(INS)_{cirBT}$ di cui alla tabella 23 dell'allegato n. 1, sono le quote parti degli elementi MIS_1(INS), MIS_3(INS) e dell'elemento $\sigma1(mis)$ applicate alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere a), b) e c), riconosciute a copertura della remunerazione del capitale di misuratori dell'energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa tensione che non hanno i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
- $\Delta N_m^{BT,ME} = \min(N_m^{BT,ME}\Big|_{previsti} - N_m^{BT,ME}\Big|_{installati}; 0{,}5 * N_m^{BT,ME}\Big|_{previsti})$

  dove:
  - $N_m^{BT,ME}\Big|_{previsti}$ è il numero di punti di prelievo in bassa tensione, relativo a ciascuna impresa distributrice *m*, in cui al comma 8.1 della deliberazione n. 292/06 prevede, entro il 31 dicembre dell'anno *t*, l'installazione di un misuratore elettronico avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione medesima;
  - $N_m^{BT,ME}\Big|_{installati}$ è il numero di punti di prelievo in bassa tensione, relativo a ciascuna impresa distributrice *m*, in cui entro il 31 dicembre dell'anno *t* è stato effettivamente installato un misuratore elettronico avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06.

1.25 Il comma 40.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituito dal seguente comma:

"40.2 Nei casi in cui, per la singola impresa distributrice, risulti:

$$N_m^{BT,ME}\Big|_{previsti} - N_m^{BT,ME}\Big|_{installati} > 0{,}5 * N_m^{BT,ME}\Big|_{previsti}$$

l'Autorità avvia il procedimento finalizzato alla erogazione di una sanzione per inottemperanza alle disposizioni di cui al comma 8.1 della deliberazione n. 292/06 in relazione all'inadempienza eccedente la quota oggetto di penale."

1.26 Dopo il comma 40.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 sono inseriti i seguente commi:

"40.3 In relazione alla valorizzazione dei termini CE_m^{MEBT} e CE_m^{TOBT} qualora il costo lordo di investimento dichiarato dalla singola impresa distributrice, medio per punto di prelievo, ecceda di oltre l'80% il costo medio lordo rivalutato di settore, la quota di costo eccedente detta soglia è esclusa dalla base di capitale riconosciuta ai fini della perequazione.

40.4 Al fine del riconoscimento delle quote di remunerazione escluse ai sensi del precedente comma 40.3, la singola impresa distributrice può presentare all'Autorità apposita istanza motivata, secondo la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità. L'istanza deve essere

corredata da documentazione che comprovi che l'investimento è stato effettuato nel rispetto dei principi di pertinenza, efficienza ed economicità. Sulla base di detta istanza l'Autorità avvia una specifica istruttoria individuale ai fini della valutazione della riconoscibilità, anche parziale, delle quote di costo eccedenti la soglia di cui al comma 40.3.

40.5 In ciascun anno t l'ammontare RPM, di cui al comma 40.1, versato dalle imprese a titolo di penale in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni della deliberazione n. 292/06 in materia di installazione di misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione, contribuisce ad alimentare il conto di gestione di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera h).".

1.27 Il comma 41.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituito dai seguenti commi:

" 41.1. Per ciascuna impresa distributrice che ha costituito una società separata per l'erogazione del servizio di vendita di maggior tutela, in ciascun anno, l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera h), è pari a:

$$PS^{COT}\begin{cases} = CE^{COT} - RAP^{COT,AT/MT} - 0{,}95 \cdot RAP^{COT,BT}, & se \quad \theta < 0{,}95 \\ = 0, \quad se \quad 0{,}95 \le \theta \le 1{,}05 \\ = CE^{COT} - RAP^{COT,AT/MT} - 1{,}05 \cdot RAP^{COT,BT}, & se \quad \theta > 1{,}05 \end{cases}$$

dove:

- PS^{COT} è l'ammontare di perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione;
- $\theta = \dfrac{CE^{COT} - RAP^{COT,AT/MT}}{RAP^{COT,BT}}$
- $RAP^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi, per ciascuna tipologia contrattuale connessa in bassa tensione, dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$e $\sigma_1(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC;
- $RAP^{COT,AT/MT}$ è la somma dei ricavi ammessi, per ciascuna tipologia contrattuale connessa in altissima, alta e media tensione, dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ e $\sigma_1(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e dall'applicazione dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi di cui alla tabella 2 del TIC;
- CE^{COT} è il livello dei costi effettivi ammissibili per l'attività di commercializzazione del servizio di distribuzione, rilevati contabilmente a consuntivo, come desumibili dai conti annuali separati redatti in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 11/07, relativamente al comparto di cui al comma 6.4, lettera f).

41.2 Con riferimento alle disposizioni di cui al comma 41.1, in relazione all'ammissibilità dei costi per l'attività di commercializzazione, l'Autorità opera in coerenza con i criteri utilizzati per la fissazione dei costi riconosciuti per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2008-2011, nell'ambito di specifiche istruttorie individuali.

41.3 Per ciascuna impresa distributrice che non ha costituito una società separata per l'erogazione del servizio di vendita di maggior tutela, in ciascun anno, l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera h), è pari a:

$$PI^{COT} = RC^{COT,BT} + RC^{COV,BTM} - RAP^{COT,BT} - RAP^{RCVi,BTM}$$

dove:

- PI^{COT} è l'ammontare di perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione;
  $RC^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi determinati applicando i corrispettivi unitari $\rho_1'(\text{cot})$, $\rho_3'(\text{cot})$ e $\sigma_1'(\text{cot})$ riportati nella tabella 24 dell'allegato n. 1, ai punti di prelievo di ciascuna tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, lettere da a) a c);
- $RC^{COV,BTM}$ è la somma dei ricavi ammessi determinati applicando i corrispettivi unitari $\rho_1'(\text{cov})$, $\rho_3'(\text{cov})$ e $\sigma_1'(\text{cov})$ riportati nella tabella 24 dell'allegato n. 1, ai punti di prelievo serviti nell'ambito del regime di maggior tutela;
- $RAP^{COT,BT}$ è la somma dei ricavi ammessi derivanti dall'applicazione degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ e $\sigma_1(cot)$ delle tariffe di riferimento TV1 e D1 ai punti di prelievo di ciascuna tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, lettere da a) a c);
- $RAP^{RCVi,BTM}$ è la somma dei ricavi ammessi riconosciuti all'impresa per lo svolgimento del regime di maggior tutela dall'applicazione della componente RCV_i di cui al comma 9bis.1, lettera b), del TIV ai punti di prelievo serviti nell'ambito del regime di maggior tutela.

41.4 I corrispettivi di cui alla tabella 24 dell'allegato n. 1 sono aggiornati annualmente in coerenza con le disposizioni di cui agli articoli 10 e 32.".

1.28 Il comma 42.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituito dal seguente comma:

"42.3. Al soggetto giuridico che deriva da operazioni straordinarie tra due o più imprese di distribuzione già ammesse al regime di perequazione specifico aziendale, viene riconosciuto, a partire dall'anno in cui l'operazione è avvenuta, per un periodo massimo di otto anni, un ammontare di perequazione specifica aziendale pari alla somma di quanto spettante alle singole imprese.".

1.29 Dopo il comma 42.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 sono inseriti i seguenti commi:

" 42.4. Per l'anno 2008, il valore del fattore di correzione *Csa*, definito ai sensi delle deliberazioni n. 5/04 e n. 96/04, è calcolato applicando la seguente formula:

$$Csa_{08} = \frac{CE_{08} - RAP_{08}}{RAP_{08}}$$

dove:

- RAP_{08} è il ricavo ammesso perequato di distribuzione della singola impresa per l'anno 2008; e
- CE_{08} è il costo effettivo di distribuzione per l'anno 2008, calcolato sulla base di istruttorie individuali condotte dalla Direzione tariffe in coerenza con i criteri utilizzati per la fissazione dei costi riconosciuti per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per il primo anno del periodo regolatorio 2008-2011. Ai fini del calcolo di CE_{08}, il costo operativo riconosciuto per l'anno 2008 (COR_{08}) della singola impresa è calcolato sulla base della seguente formula:

$$COR_{08} = \min\begin{cases}\left[COE_{06} * \frac{Q_{07}}{Q_{06}} + 0{,}5 * \max(COB_{06} - COE_{06};0) + RALP_{06}\right] * (1 + RPI_{07} - X) * (1 + RPI_{08} - \overline{X}) \\ COB_{06} * (1 + RPI_{07} - X) * (1 + RPI_{08} - \overline{X}) + RALP_{06}\end{cases}$$

con:

- COR_{08} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2008;
- COB_{06} è il costo operativo, al netto degli ammortamenti e dei contributi di allacciamento a preventivo, al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali, fissato per l'anno 2004 nell'istruttoria individuale condotta ai sensi della deliberazione n. 96/04, aggiornato per tener conto del meccanismo del *price-cap* per gli anni 2005 e 2006;
- COE_{06} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2006, al netto di ammortamenti e oneri finanziari e dei contributi di allacciamento a preventivo, al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali;
- $RALP$ è pari ai ricavi effettivi da contributi di allacciamento a preventivo al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali portata a deduzione del costo operativo riconosciuto;
- $\frac{Q_{07}}{Q_{06}}$ è la variazione delle variabili di scala tra il 2006 e 2007, verificatasi a livello di impresa;
- RPI_{07} e RPI_{08} sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare rispettivamente negli anni 2007 e 2008 pari a 1,7% in entrambi gli anni;
- X è l'obbiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione pari a 3,5%;
- $\overline{X}$ è l'obbiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione pari a 1,9%.

42.5. Per gli anni 2009, 2010 e 2011, il valore del fattore di correzione *Csa*, definito ai sensi delle deliberazioni n. 5/04 e n. 96/04, è determinato applicando al valore del *Csa* per l'anno 2008, la seguente formula:

$$Csa_n = \frac{Csa_n^{08} * RAP_{08} + \sum_{s=09}^{n} \Delta CEK_s + \sum_{s=09}^{n} \Delta CEA_s - RAP_{08} * \left[\prod_{s=09}^{n}\left(1 + \Delta TAR_{CIRs} + \Delta TAR_{AMMs}\right) - 1\right]}{RAP_{08} * \prod_{s=09}^{n}\left(1 + \Delta TAR_{CIRs} + \Delta TAR_{AMMs}\right)}$$

dove:

- Csa_n^{08} è il valore del *Csa* come determinato per l'anno 2008, eventualmente corretto ai sensi della deliberazione di approvazione del fattore di correzione per l'anno 2004;
- $\Delta CEK_n = WACC * \left(\Delta INV_{n-2} + \varphi_n * CIR_{n-1} - RALP_{n-2}\right) - \omega_{INV\,n}$;
- $\Delta INV_{n-2} = \left(INV_{n-2} - AMM_{n-2} - DISM_{n-2}\right)$;
- $\omega_{INV\,n} = \sum_j \left(P_{j,n} * Q_{j,n}\right) - \sum_j \left(P_{j,n} * Q_{j,n-1}\right)$;
- φ_n è la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi per l'anno *n*, il cui valore è pubblicato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari;
- CIR_{n-1} è il capitale investito riconosciuto a fini tariffari nell'anno *n-1*;
- INV_{n-2} è l'investimento lordo effettuato nell'anno *n-2* dall'impresa.
- AMM_{n-2} è la quota di ammortamento riconosciuta ai fini della fissazione del *Csa* sulla base del capitale investito fino all'anno *n-2*;
- $DISM_{n-2}$ sono le dismissioni effettuate nell'anno *n-2* (eccedenti rispetto a quelle considerate ai fini della eventuale fissazione di decrementi annui del coefficiente *Csa*, in considerazione della eliminazione delle sovrapposizioni tra reti storiche e reti acquisite);
- $\sum_j \left(P_{j,n} * Q_{j,n}\right)$ è il valore dei ricavi calcolato moltiplicando le variabili di scala dell'impresa relativi all'anno *n* ($Q_{j,n}$) per la quota parte dei parametri tariffari dell'anno *n* a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto ($P_{j,n}$), il cui valore è pubblicato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari;
- *j* sono le componenti tariffarie e le relative variabili di scala, rilevanti ai fini della perequazione specifica aziendale;
- $\Delta CEA_n = \varphi_n \left(\Delta AMM_{n-1} + AMM_{n-2}\right) - \omega_{AMM\,n}$;

  $\Delta AMM_{n-2} = (NAM_{n-2} - ALI_{n-2} - DISA_{n-2} - UTI_{n-2})$;
- $\omega_{AMM\,n} = \sum_j \left(A_{j,n} * Q_{j,n}\right) - \sum_j \left(A_{j,n} * Q_{j,n-1}\right)$;
- NAM_{n-2} indica la quota di ammortamento relativa ai nuovi investimenti effettuati nell'anno *n-2*;
- ALI_{n-2} è la quota di ammortamento relativa a cespiti alienati nell'anno *n-2*;
- $DISA_{n-2}$ è la quota di ammortamento relativa a cespiti dismessi a qualsiasi titolo;
- UTI_{n-2} è la quota di ammortamento relativa a cespiti che hanno completato la vita utile standard;

- $\sum_j \left(A_{j,n} * Q_{j,n}\right)$ è il valore dei ricavi calcolato moltiplicando le variabili di scala dell'impresa relativi all'anno *n* ($Q_{j,n}$) per la quota parte dei parametri tariffari dell'anno *n* a copertura degli ammortamenti ($A_{j,n}$), il cui valore è pubblicato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari;
- ΔTAR_{CIRn} è la variazione percentuale dei parametri tariffari unitari, per effetto dell'aggiornamento annuale a valere per l'anno *n*, della parte a copertura della remunerazione del capitale investito riconosciuto a livello nazionale. Il valore è fissato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari e tiene conto degli investimenti effettivi di settore all'anno *n-2* ivi compresa la variazione conseguente alla rivalutazione e tenendo conto della crescita dei volumi;
- ΔTAR_{AMMn} è la variazione percentuale dei parametri tariffari unitari, per effetto dell'aggiornamento annuale a valere per l'anno *n*, della parte a copertura della remunerazione degli ammortamenti riconosciuto a livello nazionale. Il valore è fissato dall'Autorità in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari e tiene conto degli investimenti effettivi di settore all'anno *n-2* ivi compresa la variazione conseguente alla rivalutazione e tenendo conto della crescita dei volumi.

42.6. Per gli anni 2009 e seguenti, il termine per la presentazione dei dati necessari per l'aggiornamento del fattore di correzione specifico aziendale, secondo moduli pubblicati a cura della Direzione tariffe dell'Autorità, è fissato al 31 luglio di ogni anno."

1.30 Il comma 54.1, lettera h) dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituito dal seguente comma:

"h) il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, alimentato dalla componente UC_3;".

1.31 La rubrica dell'articolo 62 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituita dalla seguente "*Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi*".

1.32 Il comma 62.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è sostituito dal seguente comma:

" 62.1. Il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, viene utilizzato per la copertura degli squilibri connessi ai meccanismi di cui agli articoli da 34 a 44."

1.33 Nel titolo della tabella 7 dell'allegato n. 1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, le parole "clienti finali" sono sostituite con le parole "i punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale".

Articolo 2

Modifiche e integrazioni dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07

2.1 Al comma 1.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, nella definizione di "**richiedente**", dopo le parole "nel presente provvedimento" sono aggiunte le seguenti parole "Richieste non afferenti i contratti aventi ad oggetto i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica possono essere presentate da soggetti diversi dal cliente finale o dal venditore".

2.2 Al comma 1.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 è aggiunta la seguente definizione:

"• **spesa relativa**: è il costo dei materiali a pié d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20 per cento degli importi predetti. Le spese generali garantiscono la copertura degli oneri amministrativi, degli eventuali oneri relativi all'ottenimento di servitù ed espropri e degli oneri connessi con le pratiche di elettrodotto in genere, purché rientranti nei limiti di norma e non conseguenti a particolari istanze del richiedente che non ne consentano il mantenimento entro tali limiti di norma.".

2.3 Al comma 5.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, prima delle parole "Gli impianti elettrici" sono aggiunte le parole: "Per ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2 del TIT".

2.4 Al comma 5.3 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 le parole "del cliente finale" sono soppresse.

2.5 Dopo il comma 6.3 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 sono aggiunti i seguenti commi:

"6.4. Qualora sia richiesta all'impresa di distribuzione la realizzazione di una soluzione per la connessione diversa dalla soluzione di cui comma 6.1, il maggior costo è a carico del richiedente.

6.5. Qualora l'impresa di distribuzione non possa realizzare la soluzione di minimo tecnico per imposizione di vincoli da parte delle Autorità competenti, la quota distanza è raddoppiata. Nell'offerta (preventivo) l'impresa di distribuzione rende conto al richiedente di tali vincoli.

6.6. Nel caso di richieste di aumento della potenza disponibile è addebitata la sola quota potenza per la potenza disponibile aggiuntiva rispetto a quella precedentemente sottoscritta, applicando i contributi riportati nella Tabella 1.

6.7. In relazione a ciascuna nuova connessione o richiesta di aumento di potenza, qualora non sia prevista l'applicazione di contributi commisurati alla spesa relativa, è inoltre applicato un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.

6.8. Al richiedente non possono essere imposti oneri ulteriori a quelli previsti dal presente Allegato."

2.6 I commi da 11.2 a 11.6 ed i commi 15.3, 18.5 e 19.3 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 sono soppressi.

2.7 Ai commi 12.2 e 16.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 le parole "alla connessione dei singoli clienti finali" sono sostituite con le parole "all'attivazione dei singoli punti di prelievo" e le parole "All'atto della

connessione i singoli clienti finali" sono sostituite con le parole "Al momento dell'attivazione, i richiedenti".

2.8 Al comma 21.2 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 è soppressa la parola "inoltre".

2.9 Alla rubrica del TITOLO VI dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, dopo le parole "IN ALTA", sono aggiunte le parole"E ALTISSIMA".

2.10 Alla rubrica dell'articolo 22 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, dopo le parole "in alta" sono aggiunte le parole "e altissima".

2.11 Al comma 22.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, dopo le parole "in alta", sono aggiunte le parole "e altissima".

2.12 Il comma 22.2 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 è soppresso. I successivi commi 22.3 e 22.4 vengono numerati, rispettivamente, come commi 22.2 e 22.3.

2.13 Al comma 23.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, le parole "il costo sostenuto per la realizzazione degli impianti per la connessione" sono sostituite con le parole "la spesa relativa".

2.14 Il comma 23.2 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 è soppresso. Il successivo comma 23.3 viene numerato come comma 23.2.

2.15 Al comma 24.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 dopo le parole "Per la disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo" sono aggiunte le parole "o per la riduzione di potenza di cui al comma 5.5 della deliberazione n. ARG/elt 4/08".

2.16 Dopo il comma 24.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 è aggiunto il seguente comma:

"24.2 Il contributo in quota fissa relativo ai casi di cui al precedente comma 24.1 è applicato una sola volta all'atto della disattivazione o della riduzione di potenza a seguito di morosità e del distacco delle utenze stagionali."

2.17 Al comma 25.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, dopo le parole "cambi di fornitore", sono aggiunte le parole "e per ogni altra modifica contrattuale che non richieda un aumento della potenza a disposizione".

2.18 Alla rubrica dell'articolo 26 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, dopo le parole "di misura", sono aggiunte le parole "in bassa tensione".

2.19 Ai commi 26.1 e 26.2 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, dopo le parole "per le richieste di spostamento di gruppi di misura", sono aggiunte le parole "in bassa tensione".

2.20 Al comma 27.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 sono cancellate le parole "pari al costo documentato dei materiali a pié d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20 percento degli importi predetti.".

2.21 Al comma 30.1 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, le parole "valutato a preventivo" sono sostituite con le parole "o altre prestazioni specifiche regolate con l'addebito della spesa relativa".

Articolo 3
Disposizioni finali

3.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal giorno della sua prima pubblicazione.

3.2 L'Allegato A e l'Allegato B alla deliberazione n. 348/07 con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it)

Milano, 13 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

Tabella 15: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione per tipologia di utenza (ρ3'c(disAT))

Tipologie	Anno 2008 centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	0,0572
Bassa tensione - illuminazione pubblica	0,0445
Bassa tensione - altri usi	0,0554
Media tensione - illuminazione pubblica	0,0282
Media tensione - altri usi	0,0529
Alta tensione	0,0315
Altissima tensione	0,0315

Tabella 16: Numero indice del costo unitario standard per componente di rete di alta tensione (p_k)

Componente	Numero indice
Linee 380 kV - singola terna (per km)	275,00
Linee 380 kV - doppia terna (per km)	220,00
Linee 220 kV - singola terna (per km)	100,00
Linee 220 kV - doppia terna (per km)	80,00
Linee 150/130 kV - singola terna (per km)	100,00
Linee 150/130 kV - doppia terna (per km)	80,00
Linee 220 kV - in cavo (per km)	1.366,41
Linee 130 kV - in cavo (per km)	1.136,19
Cavo SACOI (per km)	146,45
Linee 200 kV - corrente continua (per km)	28,33
Linee 60 kV - singola terna (per km)	75,00
Linee 60 kV - doppia terna (per km)	60,00
Linee 60 kV- in cavo (per km)	852,14

Tabella 17: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di trasfomazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologia di utenza ($\rho_1^{'c}$(disMT) , ($\rho_3^{'c}$(disMT))

Tipologie	Anno 2008	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	-	0,1214
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	0,0958
Bassa tensione - altri usi	-	0,1341
Media tensione - illuminazione pubblica	-	0,1052
Media tensione - altri usi	102.859,02	-

Tabella 18: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di trasfomazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologia di utenza

Tipologie	Anno 2008	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Bassa tensione - usi domestici	-	0,2250
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	0,1776
Bassa tensione - altri usi	-	0,2486
Media tensione - illuminazione pubblica	-	0,1950
Media tensione - altri usi	190.663,14	-

Tabella 19: Numero indice del costo unitario standard per componente relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (r_k)

Componente	Numero indice
Trasformatori 220/MT (per MVA installato)	106,69
Trasformatori 150-130/MT (per MVA installato)	100,00
Trasformatori 150/120-60 (per MVA installato)	100,00
Altri trasformatori AT/MT (per MVA installato)	122,77

Tabella 20: Quota parte degli elementi MIS (INS) delle componenti MIS e dell'elemento σ1(mis), di cui all'articolo 40, a copertura dei costi di capitale relativi ai contatori elettronici

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Quote parti *σ1(mis)* *MIS1(INS)*	*Quota parte MIS3(INS)*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	992,79	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,0303
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	992,79	-

Tabella 21: Quota parte degli elementi MIS (INS) delle componenti MIS e dell'elemento σ1(mis), di cui all'articolo 40, a copertura dei costi di capitale relativi ai contatori elettromeccanici

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Quote parti *σ1(mis)* *MIS1(INS)*	*Quota parte MIS3(INS)*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	115,83	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,0035
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	115,83	-

Tabella 22: Quota parti degli elementi MIS1(RAC), MIS3(RAC) e dell'elemento σ1(mis) a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Quote parti *σ1(rac)* *MIS1(RAC)*	*Quota parte MIS3(RAC)*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	338,29	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,0103
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	338,29	-

Tabella 23: Quota parte degli elementi MIS (INS) delle componenti MIS e dell'elemento σ1(mis), di cui all'articolo 40, per il calcolo del termine RPM

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		$\sigma 1(mis)_{cirBT}$ $MIS1(INS)_{cirBT}$	$MIS3(INS)_{cirBT}$
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	65,63	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,002
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	65,63	-

Tabella 24: Corrispettivi unitari a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e del servizio di vendita riconosciuti alle imprese distributrici che erogano il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo di prelievo serviti nel regime di maggior tutela

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		$\sigma'_1(cot)$, $\rho'_1(cot)$	$\rho'_3(cot)$	$\sigma'_1(cov)$, $\rho'_1(cov)$	$\rho'_3(cov)$
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	1.302,42	-	214,19	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,058	-	0,010
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	2.073,55	-	328,25	-

DECRETO 13 marzo 2008.

Avvio di procedimento per la definizione delle modalità di riconoscimento di eventuali maggiori oneri relativi all'anno 2008, derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui al comma 4, articolo 46-*bis*, del decreto-legge 1º ottobre 2007, n. 159, convertito con modifiche dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244. (Deliberazione ARG/gas 31/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 13 marzo 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito:decreto-legge n. 159/07);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 28 dicembre 2000, n. 237, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 237/00);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2005, n. 171, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2007, n. 225;
- la deliberazione dell'Autorità 4 febbraio 2008, n. 9;
- il documento per la consultazione "Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione", diffuso in data 27 febbraio 2008 (DCO 4/08).

Considerato che:

- il comma 4 dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 prevede che a decorrere dall'1 gennaio 2008, i comuni interessati dalle nuove gare per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale, di cui al comma 3 del medesimo decreto-legge, possono incrementare il canone delle concessioni di distribuzione;

- l'aumento dei canoni è consentito solo dove il canone in vigore sia minore del 10 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD) di cui alla deliberazione n. 237/00;
- il medesimo comma 4 dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 prevede che le risorse aggiuntive recuperate dai comuni mediante l'aumento dei canoni di concessione siano destinate prioritariamente all'attivazione di meccanismi di tutela relativi ai costi dei consumi di gas da parte delle fasce deboli di utenti;
- per effetto dell'aumento il canone non può comunque essere, nel complesso, superiore al 10 per cento del vincolo sui ricavi di distribuzione di cui alla deliberazione n. 237/00;
- i canoni così determinati restano in vigore fino al nuovo affidamento;
- nel corso degli incontri tematici svolti nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 225/07, le associazioni di categoria rappresentanti le imprese di distribuzione hanno evidenziato le criticità relative al riconoscimento in tariffa degli oneri di concessione;
- l'associazione di categoria Federutility ha inviato osservazioni scritte in merito agli orientamenti espressi dall'Autorità nel corso degli incontri di cui al precedente alinea, evidenziando la necessità che i costi connessi all'attivazione dei meccanismi di tutela previsti dal comma 4 dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 siano riconosciuti ai fini tariffari;
- l'Autorità nel documento DCO 4/08 ha sottoposto alla consultazione alcune ipotesi circa il riconoscimento dei maggiori oneri conseguenti alle disposizioni di cui al comma 4, dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07, che potranno trovare applicazione a partire dal primo anno del terzo periodo di regolazione;
- le disposizioni di cui al comma 4, dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 costituiscono una modifica del quadro normativo esistente e in quanto tale deve essere valutata ai fini di eventuali adeguamenti della disciplina tariffaria in vigore nel secondo periodo di regolazione;
- ai fini di cui al precedente alinea il caso in cui il comune sia proprietario delle reti di distribuzione e il caso in cui il comune non sia proprietario di tali reti presentano problematiche differenziate poiché:
  - nel caso in cui il comune sia proprietario delle reti di distribuzione il ricavo che le imprese possono conseguire applicando le tariffe di distribuzione risulta sufficiente a garantire la copertura della remunerazione del capitale investito;
  - nel caso, invece, in cui la proprietà delle reti di distribuzione sia della società concessionaria, un aumento del canone di concessione, non essendo un elemento che trova copertura né nella quota a copertura dei costi operativi, né nella quota a remunerazione del capitale investito dei vincoli ai ricavi ammessi, va a modificare il livello della remunerazione del capitale investito rispetto alle attese dall'impresa sulla base del contratto concessorio e del quadro regolatorio vigenti al momento dell'affidamento del servizio;
- le informazioni necessarie all'attuazione delle disposizioni di cui al comma 4, dell'articolo 46-bis del decreto-legge n. 159/07 presentano

elementi di riservatezza che potrebbero condizionare le forme e i modi con cui tali informazioni saranno rese disponibili;
- ai fini di un eventuale adeguamento dei costi riconosciuti dai vincoli ai ricavi ammessi per compensare l'effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui al decreto-legge n. 159/07, l'Autorità necessita di disporre di specifiche informazioni sia sulla situazione relativa alla proprietà delle reti di distribuzione, sia sull'entità degli aumenti dei canoni di concessione disposti dai comuni, sia sull'effettiva destinazione dei fondi raccolti mediante tali aumenti.

Ritenuto opportuno:
- avviare un procedimento per la valutazione dell'impatto delle disposizioni di cui al comma 4, articolo 46-bis decreto-legge n. 159/07 e per l'eventuale definizione delle modalità di riconoscimento di maggiori oneri in capo alle imprese di distribuzione del gas naturale in materia di canoni di concessione a valere per l'anno 2008, esaminando le connesse esigenze di tipo procedurale

DELIBERA

1 di avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di eventuale riconoscimento dei maggiori oneri sostenuti dalle imprese di distribuzione del gas a seguito dell'adeguamento dei canoni di concessione disposto dai comuni sulla base della facoltà loro concessa dal decreto-legge n. 159/07 e di definizione dei connessi aspetti di tipo procedurale;
2 di convocare, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, audizioni per la consultazione dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;
3 di rendere disponibile, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, documenti per la consultazione contenenti proposte di provvedimenti per la definizione delle modalità di eventuali maggiori oneri posti in capo alle imprese di distribuzione per effetto delle disposizioni del decreto-legge n. 159/07;
4 di dare mandato al Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità per i seguiti di competenza;
5 di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico e al Ministro per gli Affari Regionali e le Autonomie Locali;
6 di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 13 marzo 2008

Il presidente: Ortis

DECRETO 13 marzo 2008.

Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti urgenti riguardanti le modalità di esazione, gestione ed erogazione del contributo compensativo a carico dei soggetti titolari di concessioni per l'attività di stoccaggio di gas naturale ai sensi dell'articolo 1, comma 558, della legge finanziaria 2008. (Deliberazione ARG/gas 32/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 13 marzo 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge finanziaria 2008);
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06 (di seguito: deliberazione n. 50/06)
- la comunicazione della Direzione tariffe del 31 gennaio 2008 (prot. generale P/0002576).

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità determina le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale;
- la deliberazione n. 50/06, ha stabilito i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale per il secondo periodo di regolazione, compreso tra l'1 aprile 2006 e il 31 marzo 2010; e che in particolare detti criteri prevedono che entro l'inizio dell'anno termico l'Autorità definisca e pubblichi i corrispettivi tariffari unici (articolo 11, comma 11.2);
- l'articolo 1, comma 558, della legge finanziaria 2008 ha previsto che "a decorrere dal 1 gennaio 2008, i soggetti titolari, ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, di concessioni per l'attività di stoccaggio del gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde, o comunque autorizzati all'installazione e all'esercizio di nuovi stabilimenti di stoccaggio di gas naturale, corrispondono alle regioni nelle quali hanno sede i relativi stabilimenti di stoccaggio, a titolo di contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, un importo annuo pari all'1 per cento del valore della capacità complessiva autorizzata di stoccaggio di gas naturale".

Ritenuto opportuno:

- prevedere opportuni meccanismi di riconoscimento alle imprese di stoccaggio del contributo compensativo introdotto dalla legge finanziaria 2008, reperendo le risorse necessarie attraverso un incremento corrispondente della tariffa di stoccaggio;
- avvalersi della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico ai fini della gestione dell'ammontare accantonato ai sensi di cui al precedente alinea;
- avviare un procedimento per l'adozione di provvedimenti urgenti in materia di esazione, gestione ed erogazione dell'ammontare da destinare ai fini dei riconoscimento del contributo compensativo alle regioni nelle quali hanno sede i relativi stabilimenti di stoccaggio

DELIBERA

1. di avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti urgenti in materia di esazione, gestione ed erogazione dell'ammontare da destinare ai fini di riconoscimento del contributo compensativo alle regioni nelle quali hanno sede i relativi stabilimenti di stoccaggio;
2. di convocare, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, anche d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico, audizioni per la consultazione dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;
3. di dare mandato al Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità per i seguiti di competenza;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 13 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

DECRETO 18 marzo 2008.

Modifiche e integrazioni urgenti all'allegato *A* alla deliberazione 9 maggio 2007, n. 110/07 e al Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale ai clienti finali di cui all'allegato *A* della deliberazione 22 luglio 2004, n. 126/04 e avvio di procedimento per la revisione dei Codici di condotta commerciale per la vendita di gas naturale e di energia elettrica. (Deliberazione ARG/com 34/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 18 marzo 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95 (di seguito: legge n. 481/95);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 4 dicembre 2003, n. 138/03, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 22 luglio 2004, n. 126/04, con la quale è stato approvato il Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale ai clienti finali (Codice di condotta commerciale per la vendita di gas);
- la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2006, n. 105/06, con la quale è stato approvato il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali (di seguito: Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica) e sono state apportate modifiche al Codice di condotta commerciale per la vendita di gas;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2007, n. 110/07 (di seguito: deliberazione n. 110/07), con la quale è stata approvata la scheda di riepilogo dei corrispettivi di cui all'articolo 11, comma 1, lettera c), del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e sono state apportate modifiche all'articolo 6, comma 1, del medesimo Codice;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007 n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di

regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 348/07.

Considerato che:

- con deliberazione n. 110/07, l'Autorità ha approvato la scheda di riepilogo dei corrispettivi che deve essere consegnata ai clienti finali ai sensi dell'articolo 11, comma 1, lettera c), del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica;
- l'Allegato A alla deliberazione n. 110/07 prescrive, all'articolo 4, le modalità di compilazione del riquadro della scheda di riepilogo per i clienti finali domestici denominato "Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte";
- la compilazione del riquadro sopra citato deve essere fatta per livelli di potenza pari a 3 kW e a 4,5 kW ed è facoltà dell'esercente riportare sulla medesima scheda i riquadri relativi ad entrambi i livelli di potenza o predisporre schede distinte per i due livelli di potenza;
- in tale riquadro devono essere riportati, tra i vari elementi informativi, nelle colonne C e D, rispettivamente, la stima del risparmio annuo in euro e la stima del risparmio in percentuale risultanti dal confronto tra la stima della spesa complessiva pubblicata dall'Autorità, calcolata applicando, su base annua, le condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità stessa e vigenti alla data di presentazione dell'offerta, e la stima della spesa complessiva risultante dall'applicazione, su base annua, di tutti i corrispettivi dovuti dal cliente in relazione all'esecuzione del contratto offerto e vigenti alla data di presentazione dell'offerta, al netto delle imposte, eccetto i corrispettivi per i servizi accessori opzionali;
- con chiarimento alla deliberazione n. 110/07, pubblicato sul sito internet www.autorita.energia.it, nella sezione "domande e risposte", l'Autorità ha precisato:
    a. che la colonna C della scheda di confronto per i clienti finali domestici, denominata "stima del risparmio annuo in base alla presente offerta (in euro)", riporta la differenza tra la stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità, di cui alla colonna B, e la stima della spesa annua escluse le imposte in base all'offerta proposta dall'esercente, di cui alla colonna A;
    b. nel caso in cui la stima della spesa in base all'offerta risulti inferiore rispetto alla stima della spesa in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità, nella colonna C verrà indicato il risparmio in euro senza alcun segno algebrico, oppure con segno algebrico (+) e nella colonna D verrà indicato il risparmio in percentuale senza alcun segno algebrico, oppure con segno algebrico (+);
    c. nel caso in cui la stima della spesa in base all'offerta risulti più elevata della stima della spesa in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità, nella colonna C verrà indicato il risparmio in euro con segno algebrico (-) e nella colonna D verrà indicato il risparmio in percentuale con segno algebrico (-);

d. al fine di rendere più chiara la lettura, si può aggiungere nelle colonne C e D, al di sotto delle diciture "Stima del risparmio annuo in base alla presente offerta" (in euro/in percentuale), la dicitura "B-A";

- l'indicazione, in testa alle colonne C e D, al di sotto delle diciture "Stima del risparmio annuo in base alla presente offerta (in euro/in %)" della dicitura "B-A", laddove riportata, non è sufficiente a garantire la corretta interpretazione, da parte del cliente, delle informazioni contenute nella scheda ed in particolare della presenza di un segno (+) o (–) posto davanti ai valori che compaiono nelle stesse colonne C e D, nel caso in cui la stima della spesa in base all'offerta risulti superiore rispetto alla stima della spesa in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità;
- l'articolo 4, comma 5, della deliberazione n. 110/07 stabilisce che:
  a. nel caso in cui l'offerta preveda corrispettivi differenziati in fasce orarie, l'esercente effettua il calcolo della spesa annua ai fini della compilazione delle colonne A, C, D ripartendo i consumi nelle fasce orarie rilevanti ai fini dell'applicazione dei corrispettivi dell'offerta, sulla base delle curve di prelievo per "cliente tipo" rese disponibili dall'Autorità nel proprio sito internet;
  b. la ripartizione in fasce orarie utilizzata deve essere esplicitata dall'esercente in calce al riquadro;
  c. è facoltà dell'esercente evidenziare anche il risparmio che il cliente finale conseguirebbe allocando i consumi su un profilo diverso da quello pubblicato dall'Autorità; il profilo utilizzato deve essere reso noto;
- è pervenuta agli uffici dell'Autorità la documentazione relativa ad alcune schede di riepilogo dei corrispettivi per i clienti finali domestici predisposte da alcuni esercenti l'attività di vendita di energia elettrica, relativamente ad offerte di mercato libero rivolte a clienti domestici in cui nel medesimo riquadro per il calcolo a preventivo della spesa annua, vengono riportate ulteriori colonne relative alla spesa calcolata, per la medesima tipologia di offerta, sia nell'ipotesi di prezzo biorario sia nell'ipotesi di prezzo monorario;
- la presenza, nel riquadro "Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte", di più colonne riferite ad offerte diverse, o a strutture di prezzo differenziate, se pure riconducibili alle stesse tipologie contrattuali, rende ulteriormente difficoltosa la lettura della scheda;
- molti clienti hanno segnalato che la mancata esplicita indicazione, nelle schede di confronto e nei contratti, della percentuale dei consumi che deve essere spostata nella fascia F23 o a prezzo più vantaggioso per ottenere una spesa inferiore rispetto ad un'offerta monoraria, rende difficile valutare la convenienza di un'offerta bioraria;
- l'articolo 6 del Codice di condotta commerciale per la vendita di gas stabilisce criteri di comunicazione dei prezzi di fornitura del servizio, prevedendo, in particolare, che i corrispettivi dovuti in proporzione al consumo di gas, eventualmente articolati in scaglioni, sono indicati in centesimi di euro per metro cubo; i corrispettivi unitari dovuti in misura fissa sono indicati in euro/cliente/anno;
- è pervenuta agli uffici dell'Autorità la documentazione relativa a diverse offerte per la vendita di gas naturale; in tali offerte il corrispettivo applicabile ai prelievi di gas, esclusi i corrispettivi relativi al servizio di distribuzione, viene espresso

in euro per metro cubo o in centesimi di euro per metro cubo, facendo riferimento ad un valore convenzionale del potere calorifico superiore del gas fornito non sempre omogeneo; ciò comporta maggiori difficoltà, per il cliente finale, nel confronto tra le diverse offerte;

- la scheda di riepilogo dei corrispettivi di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 110/07 e il Codice di condotta commerciale per la vendita di gas devono essere adeguati anche in relazione agli elementi di criticità riscontrati dagli uffici e segnalati dai clienti finali relativamente alle difficoltà nel confronto tra le offerte di energia elettrica e/o di gas disponibili nel mercato.

Ritenuto che:

- al fine di migliorare la comprensibilità e la leggibilità della scheda di riepilogo dei corrispettivi per i clienti domestici, per garantire agli stessi la possibilità di scelta tra i diversi fornitori e le diverse offerte disponibili, nella massima trasparenza, sia necessario modificare l'articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 110/07, prevedendo che il riquadro "Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte" riporti:
  a. nella colonna C, la stima della minore spesa annua in euro, preceduta dal segno algebrico (-), nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti inferiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità, o la stima della maggior spesa annua in euro, preceduta dal segno algebrico (+), nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti superiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità;
  b. nella colonna D, la variazione percentuale della spesa annua, preceduta dal segno algebrico (-) nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti inferiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità o la stima della maggior spesa annua in euro, preceduta dal segno algebrico (+), nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti superiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità;
- sia pertanto opportuno modificare la scheda di riepilogo dei corrispettivi per i clienti finali domestici, di cui all'Allegato 2 alla deliberazione n. 110/07, in conformità a quanto riportato al punto precedente;
- sia necessario prevedere che ciascun riquadro riferito ad una specifica tipologia contrattuale debba contenere il confronto fra le condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità ed una sola offerta contrattuale e che quindi, nel caso in cui, aderendo ad un'offerta, il cliente possa scegliere tra un prezzo monorario o multiorario, ferme restando tutte le altre condizioni dell'offerta, debbano essere predisposti due diversi riquadri o schede di riepilogo, uno per ciascuna tipologia di prezzo offerto;
- sia necessario stabilire che, nel caso di offerte riferite ai clienti domestici che prevedano corrispettivi differenziati per fasce orarie, la scheda di confronto riporti, in calce al riquadro e con caratteri analoghi a quelli utilizzati nel riquadro

stesso, la percentuale dei consumi per fascia oraria che garantisce l'indifferenza della spesa rispetto ad un'analoga offerta monoraria;

- al fine di rendere maggiormente confrontabili le offerte proposte dai venditori di gas naturale, sia necessario modificare il Codice di condotta commerciale per la vendita di gas, prevedendo che i corrispettivi dovuti in proporzione al consumo di gas, debbano essere indicati in euro per metro cubo utilizzando, qualora sia previsto l'adeguamento su base territoriale del corrispettivo medesimo al contenuto energetico del gas fornito, un valore del Potere Calorifico Superiore del gas pari a 38,52 MJ/mc e un coefficiente M di adeguamento alla quota altimetrica e alla zona climatica uguale a 1;
- sia opportuno prevedere che:
    a. gli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti idonei debbano provvedere all'adeguamento delle schede di riepilogo dei corrispettivi per i clienti finali domestici a quanto stabilito dal presente provvedimento contestualmente all'aggiornamento dei valori delle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità per il trimestre aprile-giugno 2008, secondo quanto previsto all'articolo 4, comma 6, dell'Allegato A alla deliberazione n. 110/07;
    b. le modifiche al Codice di condotta commerciale per la vendita di gas entrino in vigore a far data dal 1° aprile 2008.

Ritenuto inoltre che:

- in relazione alle criticità riscontrate e segnalate dai clienti finali e dalle loro Associazioni circa l'applicazione dei Codici di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas, nonché all'evoluzione del mercato della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, sia necessario avviare un procedimento per l'adozione di provvedimenti volti ad apportare ulteriori integrazioni e modifiche ai Codici di condotta commerciale di cui alle deliberazioni n. 126/04 e n. 105/06 e ad estendere gli strumenti di confrontabilità anche al settore del gas

DELIBERA

1. di modificare l'Allegato A alla deliberazione n. 110/07 come segue:
    a. all'articolo 4, comma 1, la lettera c) è sostituita dalla seguente:
    "c) nella colonna C, la stima della minore spesa annua in euro, preceduta dal segno algebrico (-) nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti inferiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità, o la stima della maggior spesa annua in euro, preceduta dal segno algebrico (+), nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti superiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità";
    b. all'articolo 4, comma 1, dopo la lettera c), è aggiunta la seguente lettera:

"d) nella colonna D, la variazione percentuale della spesa annua, preceduta dal segno algebrico (-) nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti inferiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità, o preceduta dal segno algebrico (+), nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti superiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità.";

c. all'articolo 4, dopo il comma 5, è inserito il seguente comma:

"4.5bis Nel caso di offerte che prevedano, per il cliente, la possibilità di scegliere tra prezzi monorari e multiorari, devono essere predisposti diversi riquadri, uno per ciascuna tipologia di prezzo. È facoltà dell'esercente riportare sulla medesima scheda i riquadri relativi alle diverse tipologie di prezzo o predisporre schede distinte per le diverse tipologie di prezzo. In calce al riquadro relativo al prezzo multiorario, deve essere riportata, con caratteri analoghi a quelli utilizzati nel riquadro, la percentuale dei consumi per fascia oraria che garantisce l'indifferenza della spesa rispetto al prezzo monorario";

2. di prevedere che le schede di riepilogo dei corrispettivi per i clienti finali domestici debbano essere adeguate a quanto stabilito dal presente provvedimento da parte degli esercenti contestualmente all'aggiornamento dei valori delle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità per il trimestre aprile-giugno 2008, secondo quanto previsto all'articolo 4, comma 6, dell'Allegato A alla deliberazione n. 110/07;
3. di modificare, a decorrere dal 1° aprile 2008 l'Allegato A alla deliberazione n. 126/04 come segue:
   a. all'articolo 6, comma 1, lettera b) le parole "centesimi di euro per metro cubo" sono sostituite dalle parole "euro per metro cubo";
   b. all'articolo 6, comma 1, dopo la lettera d) è inserita la lettera:

      "e) qualora sia previsto l'adeguamento su base territoriale dei corrispettivi unitari dovuti in proporzione al consumo di gas di cui al punto b) al contenuto energetico del gas fornito, deve essere utilizzato un valore del Potere Calorifico Superiore del gas pari a 38,52 MJ/mc e un coefficiente M di adeguamento alla quota altimetrica e alla zona climatica uguale a 1";
4. di sostituire l'Allegato 2 alla deliberazione n. 110/07, con la scheda di riepilogo dei corrispettivi per i clienti finali domestici allegata al presente provvedimento di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato 2*);
5. di pubblicare, a seguire, l'Allegato A e l'Allegato 2 alla deliberazione n. 110/07 e l'Allegato A alla deliberazione n. 126/04 sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), con le modifiche e le integrazioni risultanti dall'entrata in vigore del presente provvedimento;
6. di avviare un procedimento per l'adozione di provvedimenti di modifica e integrazione al Codice di condotta commerciale per la vendita di gas di cui alla deliberazione n. 126/04, al Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica di cui alla deliberazione n. 105/06 e per l'estensione al settore del gas degli strumenti di confrontabili già individuati per il settore elettrico, all'uopo ampliando i compiti del Gruppo di lavoro istituito con determinazione del Direttore generale dell'Autorità 29 giugno 2006, n. 26/06;

7. di rendere disponibili, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, documenti per la consultazione contenenti proposte in materia di modifiche e integrazioni ai Codici di condotta commerciale per la vendita di gas e di energia elettrica e alle schede di riepilogo dei corrispettivi di cui alla deliberazione n. 110/07;
8. di dare mandato al Direttore Generale e al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità per i seguiti di rispettiva competenza;
9. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 18 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO 2

Scheda di riepilogo dei corrispettivi per clienti finali domestici

Corrispettivi previsti dall'offerta alla data del _____ (gg/mm/aa), valida fino alla data del __ (gg/mm/aa)

Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte				
Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione di residenza				
Consumo annuo (kWh)	(A) Stima della spesa annua escluse le imposte in base alla presente offerta (in euro)	(B) Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (in euro)	(C) Stima della minore spesa annua (segno -) o della maggiore spesa annua (segno +) (in euro) *A-B*	(D) Stima della variazione percentuale della spesa annua (con segno - o segno +) *A-B/B x 100*
1.200				
2.700				
3.500				
4.500				
7.500				

Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte				
Cliente con potenza impegnata 3 kW – contratto per abitazione non di residenza				
Consumo annuo (kWh)	(A) Stima della spesa annua escluse le imposte in base alla presente offerta (in euro)	(B) Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (in euro)	(C) Stima della minore spesa annua (segno -) o della maggiore spesa annua (segno +) (in euro) *A-B*	(D) Stima della variazione percentuale della spesa annua (con segno - o segno +) *A-B/B x 100*
1.200				
2.700				
3.500				
4.500				
7.500				

Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte				
Cliente con potenza impegnata 4,5 kW				
Consumo annuo (kWh)	(A) Stima della spesa annua escluse le imposte in base alla presente offerta (in euro)	(B) Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (in euro)	(C) Stima della minore spesa annua (segno -) o della maggiore spesa annua (segno +) (in euro) *A-B*	(D) Stima della variazione percentuale della spesa annua (con segno - o segno +) *A-B/B x 100*
1.200				
2.700				
3.500				
4.500				
7.500				

I valori indicati in tabella, calcolati alla data dell'offerta, possono subire variazioni, nel periodo di validità dell'offerta, a seguito di provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

ALLEGATO 2

ALTRI ONERI/SERVIZI ACCESSORI		
Descrizione dell'onere/servizio	**Corrispettivo previsto**	
....	€/cliente/anno	*Opzionale*
....	€/kWh	*Opzionale*
....	... ...	*Opzionale*

Modalità di indicizzazione/Variazione

Descrizione dello sconto e/o del bonus

Altri dettagli sull'offerta

DECRETO 26 marzo 2008.

Approvazione dei corrispettivi d'impresa e determinazione dei corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio, relativi all'anno termico 2008-2009, in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 marzo 2006, n. 50/06. (Deliberazione ARG/gas 35/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 26 marzo 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge finanziaria 2008);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 giugno 2005, n. 119/05 (di seguito: deliberazione n. 119/05);
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06 (di seguito: deliberazione n. 50/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 78/07;
- la deliberazione dell'Autorità 15 maggio 2007, n. 116/07 (di seguito: deliberazione n. 116/07);
- la deliberazione dell'Autorità 18 maggio 2007, n. 119/07 (di seguito: deliberazione n. 119/07);
- la deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2008, ARG/gas 32/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 32/08).

Considerato che:

- la società Edison Stoccaggio S.p.A., con lettera in data 8 febbraio 2008 (prot. generale A/0004267 del 18 febbraio 2008) ha trasmesso le informazioni di cui all'articolo 11 della deliberazione n. 50/06 relative all'anno termico 2008-2009, la proposta di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile ai sensi dell'articolo 7, comma 7.2 e i valori di σ_s di cui all'articolo 6, comma 6.3; e che tale proposta tariffaria è risultata conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 50/06;
- con la medesima lettera Edison Stoccaggio S.p.A. ha inoltre comunicato che:

- pur avendo offerto nell'anno termico 2007-2008, un servizio di *pooling* a titolo gratuito, sulla base delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 119/07, non è pervenuta da parte del mercato alcuna richiesta di utilizzo di tale servizio e ha pertanto richiesto un aggiornamento del Codice di Stoccaggio, di cui alla deliberazione n. 116/07, per l'eliminazione di tale servizio a partire dall'inizio del prossimo anno termico;
- nella determinazione dei ricavi di riferimento relativi all'anno termico 2007-2008 è stato riscontrato un errore materiale e ha pertanto richiesto che detto errore materiale, di limitata entità, venga considerato nel calcolo del fattore correttivo che sarà incluso nella proposta tariffaria del prossimo anno termico;

- la società Stoccaggi Gas Italia S.p.A. (di seguito: Stogit S.p.A.) con lettera in data 11 febbraio 2008 (prot. generale A/0003989 del 14 febbraio 2008), successivamente integrata e modificata con lettere in data 19 febbraio 2008 (prot. generale A/0005105 del 25 febbraio 2008) e 7 marzo 2008 (prot. generale A/0007373 del 13 marzo 2008) ha trasmesso le informazioni di cui all'articolo 11 della deliberazione n. 50/06 relative all'anno termico 2008-2009, la proposta di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile ai sensi dell'articolo 7, comma 7.2 e i valori di σ_s di cui all'articolo 6, comma 6.3; e che tale proposta tariffaria è risultata conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 50/06;
- Stogit S.p.A. con lettera in data 1 febbraio 2008 (prot. generale A/0003091 del 5 febbraio 2008), ha comunicato che nell'anno termico 2007-2008, a causa della mancata autorizzazione all'esercizio in sovra pressione, non ha potuto rendere disponibili le capacità addizionali, già realizzate, relative ai progetti a cui era stata riconosciuta una quota di remunerazione addizionale per gli investimenti di tipologia T=2 realizzati nel 2006; e ha pertanto richiesto che detta quota di ricavo addizionale, di importo limitato, venga considerata nel calcolo del fattore correttivo che sarà incluso nella proposta tariffaria del prossimo anno termico.

Considerato che:

- l'articolo 9, comma 9.11, della deliberazione n. 50/06 ha previsto l'istituzione di una componente tariffaria π a copertura degli eventuali squilibri di perequazione; e che, fino all'emanazione di specifici provvedimento dell'Autorità, detta componente è posta pari a zero;
- gli eventuali squilibri di perequazione possono assumere sia valore positivo sia valore negativo e che l'articolo 9, comma 9.12, prevede che la componente tariffaria π è applicata come maggiorazione dei corrispettivi unitari di movimentazione del gas;
- l'articolo 9, comma 9.14, della deliberazione n. 50/06 prevede che le imprese di stoccaggio versino alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) il gettito della componente π entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre;
- sulla base delle informazioni rese disponibili dalla Cassa il "conto squilibri perequazione stoccaggio", istituito con deliberazione n. 50/06, presenta, relativamente all'anno termico 2006-2007, delle eccedenze derivanti dall'applicazione del meccanismo di perequazione e dalle disposizioni di cui all'articolo 10, comma 10.7.

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 558, della legge finanziaria 2008 ha previsto che "a decorrere dal 1 gennaio 2008, i soggetti titolari, ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, di concessioni per l'attività di stoccaggio del gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde, o comunque autorizzati all'installazione e all'esercizio di nuovi stabilimenti di stoccaggio di gas naturale, corrispondono alle regioni nelle quali hanno sede i relativi stabilimenti di stoccaggio, a titolo di contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, un importo annuo pari all'1% del valore della capacità complessiva autorizzata di stoccaggio di gas naturale";
- tale previsione normativa, se non recepita a livello tariffario, rischierebbe di alterare l'equilibrio finanziario delle imprese di stoccaggio, così come definito dai criteri della deliberazione n. 50/06, a loro volta ispirati ai principi di efficienza e efficacia dei costi riconosciuti;
- conseguentemente l'Autorità, con la deliberazione ARG/gas 32/08, ha avviato un procedimento in materia di esazione, gestione ed erogazione dell'ammontare da destinare ai fini di riconoscimento del contributo compensativo alle regioni nelle quali hanno sede i relativi stabilimenti di stoccaggio;
- il Ministero dello Sviluppo Economico, con lettera in data 13 marzo 2008 (prot. generale A/0007445 del 13 marzo 2008), a seguito di richiesta di chiarimento formulata dalla Direzione tariffe in data 31 gennaio 2008 (prot. generale P/0002576) in merito alla quantificazione e alla ripartizione del contributo compensativo, ha fornito i seguenti chiarimenti:
  - la capacità autorizzata di cui alla legge finanziaria 2008, si identifica con lo spazio di stoccaggio, incluso lo spazio per il servizio di stoccaggio strategico, complessivamente offerto in conferimento ai sensi dei codici di stoccaggio all'inizio dell'anno termico da ciascun operatore di stoccaggio;
  - la valorizzazione della suddetta capacità avviene con riferimento alla somma della quota parte dei ricavi attribuita al servizio di spazio, RS^S, e della quota parte dei ricavi attribuita al servizio di stoccaggio strategico, RS^D;
  - il contributo compensativo è ripartito tra le Regioni nelle quali hanno sede i relativi stabilimenti di stoccaggio in esercizio, in proporzione alla capacità di spazio di stoccaggio offerta in conferimento (*working gas*), ad inizio anno termico;
- a seguito di quanto indicato nel precedente alinea, la valorizzazione del contributo compensativo non può che avvenire, per ciascun anno, con riferimento alle suddette quote di ricavo approvate secondo i criteri di cui alla deliberazione n. 50/06;
- la consultazione avviata con le Regioni interessate, nell'ambito del procedimento di cui alla deliberazione ARG/gas 32/08, non si è ancora conclusa.

Ritenuto opportuno:

- recepire le rispettive istanze delle società Edison Stoccaggio S.p.A. e Stogit S.p.A. per la correzione degli errori materiali riscontrati nella determinazione tariffaria dell'anno termico 2007-2008, ovvero per il recupero della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti non autorizzati all'esercizio nel medesimo anno, in

considerazione dell'esiguità dell'importo e, nel secondo caso, anche della causa esogena non dipendente dalla volontà dell'impresa;

- conseguentemente, prevedere che gli errori materiali evidenziati dalle società Edison Stoccaggio S.p.A. e Stogit S.p.A. siano compensati nel calcolo del fattore correttivo di cui all'articolo 10, comma 10.5, della deliberazione n. 50/06 che sarà incluso nella proposta tariffaria del prossimo anno termico;
- assicurare la copertura degli oneri introdotti dalla legge finanziaria 2008 in capo alle imprese di stoccaggio, attivando il parametro Y che tiene conto dei mutamenti del quadro normativo nell'aggiornamento dei ricavi ammessi;
- che il parametro Y di cui al punto precedente, sia applicato al solo corrispettivo unitario unico nazionale a copertura dei costi operativi e non ai corrispettivi unitari delle singole imprese di cui all'articolo 8, comma 8.9 della determinazione n. 50/06, aggiornati secondo i criteri della medesima determinazione;
- approvare i corrispettivi d'impresa in coerenza con le informazioni sopra richiamate e i coefficienti σ_s di cui all'articolo 6, comma 6.3, della deliberazione n. 50/06, presentati dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009;
- determinare, in coerenza con le disposizioni della medesima deliberazione, i corrispettivi unici nazionali per l'anno termico 2008-2009;
- procedere all'approvazione delle proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile per il servizio di stoccaggio di modulazione.

Ritenuto inoltre opportuno:

- pur in attesa delle conclusioni del procedimento di cui alla deliberazione ARG/gas 32/08, prevedere prudenzialmente che, per l'anno termico 2008-2009, il valore del parametro Y relativo al corrispettivo unitario variabile CVS di cui all'articolo 10, comma 10.3, sia dimensionato in modo da recuperare il gettito corrispondente alla stima del contributo compensativo relativo al periodo 1 gennaio 2008 - 31 marzo 2009, effettuata sulla base delle indicazioni fornite dal Ministero dello Sviluppo Economico e pertanto calcolata con riferimento al valore dell'1% delle quote di ricavo RS^S e RS^D relative all'anno termico 2008-2009, incrementato di una percentuale pari al 25%, per tenere conto della decorrenza del contributo compensativo a partire dal 1 gennaio 2008; e che ai fini del dimensionamento del suddetto parametro si tenga conto dell'energia movimentata nell'anno termico 2006-2007;
- fare riferimento al "Conto squilibri perequazione stoccaggio" di cui all'articolo 9, comma 9.5 della deliberazione 50/06, per gestire i flussi finanziari conseguenti alla previsione normativa di cui all'articolo 1, comma 558, della legge finanziaria 2008;
- prevedere che, per l'anno termico 2008-2009, la componente π sia dimensionata in modo da trasferire agli utenti del servizio una quota parte delle eccedenze presenti sul "Conto squilibri perequazione stoccaggio" relative all'anno termico 2006-2007, in modo tale da mantenere una giacenza sufficiente a garantire sia la copertura di eventuali squilibri futuri sia l'eventuale disallineamento temporale dei flussi finanziari di cui al precedente alinea; e che ai fini del dimensionamento della suddetta componente, che assume per l'anno termico 2008-2009 un valore negativo, si tenga conto dell'energia movimentata nell'anno termico 2006-2007;

- apportare alcune integrazioni alla deliberazione n. 50/06 in modo che, ai fini dell'esazione e della gestione della componente π, si tenga conto:
  - della possibilità che gli squilibri di perequazione possano assumere sia valore positivo sia valore negativo;
  - del riconoscimento alle imprese di stoccaggio del gettito necessario a compensare la riduzione del corrispettivo unitario di movimentazione del gas *CVS*, derivante dall'attivazione della componente π con valore negativo, secondo criteri di minimizzazione dei costi anche amministrativi;
- prevedere che la quantificazione definitiva del contributo compensativo da erogare alle Regioni, le tempistiche per l'erogazione di detto contributo, nonché le modalità di ripartizione del contributo alle regioni interessate siano definite in esito al procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 32/08

DELIBERA

1. di approvare i corrispettivi d'impresa di cui all'articolo 8, comma 8.9, della deliberazione n. 50/06 presentati dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009;
2. di approvare i coefficienti σ_s d'impresa di cui all'articolo 6, comma 6.3, della medesima deliberazione, riportati nella tabella n.1 allegata al presente provvedimento, presentati dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009;
3. di fissare il valore della componente tariffaria π, per l'anno termico 2008-2009, pari a -0,005909 euro/gigajoule;
4. di fissare per l'anno termico 2008-2009 il valore del parametro Y relativo all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile *CVS* di cui all'articolo 10, comma 10.9, della deliberazione n. 50/06, pari a 1,5%;
5. di determinare i corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009, ai sensi degli articoli 6 e 8 della deliberazione n. 50/06, nei valori definiti nella tabella n. 2, allegata al presente provvedimento;
6. di approvare le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, di cui all'articolo 7, comma 7.2 della deliberazione dell'Autorità n. 50/06, presentate dalle società Stogit S.p.A. ed Edison Stoccaggio S.p.A. per l'anno termico 2008-2009, come riportate nella tabella 3 allegata al presente provvedimento;
7. di modificare la deliberazione n. 50/06 nei termini di seguito indicati:
   a. all'articolo 6, comma 6.4, le parole "applica il corrispettivo unitario *CVS* maggiorato del 100%" sono sostituite dalle parole "applica il corrispettivo unitario $(CVS \quad \pi)$, maggiorato del 100%";
   b. all'articolo 9, comma 9.12 , le parole "come maggiorazione" sono sostituite dalla parole "come maggiorazione o riduzione";
   c. all'articolo 9, il comma 9.14, è soppresso.
   d. all'articolo 9, il comma 9.15, è sostituito dal seguente:
   "9.15 In ciascun anno, l'ammontare di perequazione dell'impresa i relativo al singolo corrispettivo tariffario f è pari a:

$$S_{i,t}^{f} = [RES_{i,t}^{f} - RICS_{i,t}^{f}]$$

dove:

- $S_{i,t}^{f}$ è l'ammontare di perequazione dei costi di stoccaggio dell'anno termico *t*, relativo al corrispettivo tariffario *f*;
- $RES_{i,t}^{f}$ è l'ammontare dei ricavi effettivi di stoccaggio, calcolati:
  - applicando il corrispettivo tariffario *f* di cui all'articolo 6, comma 6.1, alle capacità effettivamente conferite *t*, incrementate dei coefficienti σ, come definiti all'articolo 6;
  - applicando il corrispettivo tariffario $(CVS+ \pi)$, di cui all'articolo 6, comma 6.1, ai quantitativi di gas effettivamente movimentati nell'anno termico incrementati dei coefficienti γ corrispondenti, come definiti all'articolo 6;
- $RICS_{i,t}^{f}$ è l'ammontare dei ricavi di stoccaggio di competenza per l'anno termico *t*, calcolati ai sensi dei commi 9.16 e 9.17, relativo al corrispettivo tariffario *f*."

8. di notificare alle società Stogit S.p.A., con sede legale in Via dell'Unione Europea, n. 3, 20097 San Donato Milanese (Milano), e Edison Stoccaggio S.p.A., con sede legale in Foro Buonaparte n. 31, 20121 Milano, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
9. di trasmettere alla Cassa conguaglio per il settore elettrico il presente provvedimento unitamente alle informazioni di cui all'articolo 11, comma 11.1, della deliberazione n. 50/06;
10. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
11. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la deliberazione n. 50/06 come risultante dalle modifiche e integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Milano, 26 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

Tabella 1 – Coefficiente σ_s per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre
Edison Stoccaggio Spa	1	3	3	3	3	3	1
Stogit Spa	2,1	2,1	1,95	1,6	1,6	1,3	1,1

Tabella 2 - Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa

Corrispettivi	Valore
corrispettivo unitario di spazio f_S	0,166261 (€/GJ/anno)
corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	9,088074 (€/GJ/giorno)
corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	11,690370 (€/GJ/giorno)
corrispettivo unitario di movimentazione del gas ***CVS***	0,103441 (€/GJ)
corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	0,166252 (€/GJ/anno)
Componente π	- 0,005909 (€/GJ)

Tabella 3 – Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari f_{PI} e f_{PE} per la capacità interrompibile del servizio di stoccaggio di modulazione di Stogit Spa e di Edison Stoccaggio Spa (anno termico 2008-2009)

		Durata del conferimento		
		intera fase	***mensile***	***giornaliero***
Stogit Spa	% riduzione di f_{PI}	30%	20%	5%
	% riduzione di f_{PE}	30%	20%	5%
Edison stoccaggio Spa	% riduzione di f_{PI}	-	70%	-
	% riduzione di f_{PE}	-	70%	-

DECRETO 27 marzo 2008.

Disposizioni urgenti per l'avvio del trattamento orario ai fini del dispacciamento dei punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW (modifiche all'allegato *A* alla deliberazione n. 278/07 - TILP). (Deliberazione ARG/elt 36/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 marzo 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007 n. 156/07 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: TIV);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007 n. 278/07, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: TILP);
- la comunicazione AIGET dell'11 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7419 del 13 marzo 2008;
- la comunicazione EGL dell'11 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7596 del 14 marzo 2008;
- la comunicazione MultiUtility dell'11 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7593 del 14 marzo 2008;
- la comunicazione AGSM Verona dell'11 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7599 del 14 marzo 2008;
- la comunicazione DSE - DUFERCO ENERGIA SRL dell'11 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7588 del 14 marzo 2008;
- la comunicazione Erg Power & Gas S.p.A. dell'11 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7577 del 14 marzo 2008;
- la comunicazione Exergia S.p.A. del 13 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7779 del 17 marzo 2008;
- la comunicazione Enia Energia S.r.l. del 14 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7782 del 17 marzo 2008;
- la comunicazione Energrid S.p.A. del 13 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7956 del 18 marzo 2008;

- la comunicazione Dynameeting S.p.A. del 14 marzo 2008, protocollo Autorità n. 7913 del 18 marzo 2008;
- la comunicazione Veritas Energia S.r.l. del 10 marzo 2008, protocollo Autorità n. 8338 del 25 marzo 2008.

Considerato che:

- l'Autorità, con il TILP, ha introdotto in data 31 ottobre 2007, con decorrenza 1 aprile 2008, la profilazione convenzionale per fasce, con congruo anticipo rispetto all'effettiva entrata in vigore della disciplina, al fine di garantire agli operatori un opportuno tempo in ordine al necessario adeguamento delle proprie politiche, operative e commerciali, al rinnovato assetto normativo e pertanto permettere l'ordinato svolgimento delle attività dei diversi operatori in tale contesto;
- nell'ambito della profilazione convenzionale per fasce, il TILP stabilisce che tutti i punti di prelievo in altissima, alta, media e bassa tensione, limitatamente nell'ultimo caso ai punti con potenza disponibile superiore a 55 kW, se dotati di misuratore orario od elettronico, siano trattati orari a decorrere dal primo giorno del bimestre convenzionale successivo alla messa in servizio del misuratore orario o elettronico di cui sono dotati ovvero dal primo giorno del secondo bimestre convenzionale successivo laddove la messa in servizio dei misuratori occorra gli ultimi 15 giorni del mese con numerario dispari;
- Il TIV, all'articolo 18, stabilisce che:
  - l'impresa distributrice è tenuta ad effettuare almeno un tentativo di rilevazione dei dati di misura di energia elettrica distinti, per tutti i punti di prelievo non trattati orari:
    a) una volta all'anno, per i punti con potenza disponibile non superiore a 37,5 kW;
    b) una volta al mese, per i punti con potenza disponibile superiore a 37,5 kW;
  - entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati di prelievo sono stati registrati, l'impresa distributrice mette a disposizione tali dati agli utenti del trasporto, con riferimento a tutti i punti di prelievo di loro competenza trattati orari, in un documento unico di formato elettronico che consenta l'immediata riutilizzabilità dei dati trasferiti o secondo modalità tali che garantiscano l'accesso unificato ed efficiente ai medesimi dati da parte dell'utente del trasporto in caso di utilizzo di portali web;
- il comma 35.5 della deliberazione n. 111/06 stabilisce che le imprese distributrici comunichino, entro il giorno venti (20) del mese successivo a quello di competenza, a ciascun utente del dispacciamento i dati di misura orari dei prelievi di energia elettrica relativi a punti di prelievo trattati orari ubicati nel proprio ambito di competenza ed appartenenti ad un punto di dispacciamento nella titolarità dell'utente medesimo;
- dal combinato delle previsioni citate nei precedenti alinea, consegue che dall'1 aprile 2008 un sostanziale numero di punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW sul territorio nazionale transiteranno dal trattamento monorario al trattamento orario e i dati di prelievo orario di tali

punti saranno disponibili a partire dal 5 del mese successivo agli utenti del trasporto e il 20 del medesimo mese successivo agli utenti del dispacciamento e, pertanto, che i dati di prelievo di tali punti precedenti all'1 aprile 2008 sono disponibili all'impresa distributrice solo in forma di consumo aggregato annuo o mensile;

- diversi operatori, con le comunicazioni sopra citate, hanno rappresentato all'Autorità la difficoltà ad elaborare una corretta stima previsionale dei prelievi orari per l'utente del dispacciamento nel cui contratto siano ricompresi punti il cui trattamento orario è avviato all'1 aprile 2008 ai sensi del TILP, non essendo disponibile al medesimo utente una base di dati storici di prelievo orario, con potenziale rischio per l'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica e conseguente rischio di sbilanciamento dell'utente del dispacciamento medesimo.

Ritenuto opportuno:

- differire il trattamento orario ai fini del dispacciamento dei punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW che non sono trattati orari al 31 marzo 2008 di 6 mesi, mantenendo l'obbligo di rilevazione dei prelievi orari per tali punti di prelievo ai sensi delle modalità e le tempistiche previste dal TILP e la relativa messa a disposizione dei dati ai sensi del TIV e della deliberazione n. 111/06, per dar modo agli utenti del dispacciamento, nei cui contratti si trovano tali punti di prelievo, di disporre di un'adeguata conoscenza degli andamenti dei prelievi orari dei suddetti punti, al fine di una migliore previsione ed in ultima analisi ad un minore ricorso alle risorse di bilanciamento da parte di Terna

DELIBERA

1. di modificare a decorrere dall'1 aprile 2008 l'Allegato A alla deliberazione n. 278/07, nei termini di seguito indicati:
   all'articolo 27, dopo il comma 27.5, sono inseriti i commi:
   "27.6 Il trattamento orario ai fini del dispacciamento di cui al comma 4.1 per i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW che non sono trattati orari al 31 marzo 2008 decorre dall'1 ottobre 2008, fatto salvo quanto previsto al comma 4.2 Tali punti, se dotati di misuratore elettronico messo in servizio, saranno trattati per fasce ai fini del dispacciamento per il periodo dal 1 aprile al 30 settembre 2008, secondo le tempistiche del comma 5.2.
   27.7 Dall'1 aprile 2008, le imprese distributrici comunicano agli utenti del trasporto e agli utenti del dispacciamento i dati di misura orari dei punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW con misuratore elettronico messo in servizio analogamente a quanto previsto per i punti di prelievo trattati su base oraria ai sensi del comma 18.5 del TIV e del comma 35.5 della deliberazione n. 111/06, dandone separata

evidenza rispetto ai punti di prelievo trattati su base oraria ai fini del dispacciamento.";

2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione dell'Allegato A alla deliberazione n. 278/07 risultante dalle modifiche ed integrazioni apportate dal presente provvedimento.

Milano, 27 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

DECRETO 28 marzo 2008.

Aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2008 delle condizioni economiche del servizio di vendita di energia elettrica di maggior tutela. (Deliberazione ARG/elt 37/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 marzo 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico S.p.A. e direttive alla medesima società;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 24 ottobre 2005, recante aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 novembre 2007, recante determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2008, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A.;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2007, recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2008 e direttive all'Acquirente unico S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2008;

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 118/03);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità del 27 luglio 2006, n. 165/06;
- la deliberazione dell'Autorità del 9 maggio 2007, n. 110/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 110/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti

finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);

- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 237/07;
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificata e integrata (di seguito: TILP);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 329/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 331/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 350/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 351/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 352/07;
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/com 34/08;
- il documento per la consultazione 18 dicembre 2007 recante "Servizio di maggior tutela: criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica", atto n. 55/07 (di seguito: documento per la consultazione 18 dicembre 2007);
- la comunicazione della società Acquirente unico S.p.A. (di seguito: l'Acquirente unico) dell'11 marzo 2008, prot. Autorità n. 8170 del 20 marzo 2008;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 13 marzo 2008, prot. Autorità n. 8172 del 20 marzo 2008;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 25 marzo 2008, prot. Autorità n. 8702 del 27 marzo 2008;
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 18 marzo 2008, prot. Autorità n. 8257del 21 marzo 2008;
- la comunicazione di Terna del 20 marzo 2008, prot. Autorità n. 8331 del 25 marzo 2008;
- la nota della Direzione Mercati 11 marzo 2008, prot. 7093, agli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali (di seguito: nota della Direzione Mercati);
- la comunicazione della società Enel Spa del 26 marzo 2008, prot. Autorità del 28 marzo 2008, n. 8811 (di seguito: comunicazione 26 marzo 2008).

Considerato che:

- il TIV definisce disposizioni in materia di servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia, in attuazione di quanto previsto dalla legge n. 125/07;
- l'articolo 5 del TIV individua i clienti finali che possono essere ammessi al servizio di maggior tutela;
- ai sensi dell'articolo 7 del TIV il servizio di maggior tutela, tra l'altro, prevede l'applicazione di:
    a) corrispettivo PED;
    b) corrispettivo PPE;
    c) componente UC1;

  aggiornati e pubblicati trimestralmente dell'Autorità;
- il corrispettivo PED è determinato coerentemente con la finalità di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti cui è effettivamente erogato tale servizio;

- gli elementi PE e PD del corrispettivo PED sono fissati, in ciascun trimestre, in modo tale da coprire i costi sostenuti o che si stima saranno sostenuti dall'Acquirente unico rispettivamente per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica destinata alla maggior tutela;
- fino all'aggiornamento per il trimestre 1 gennaio – 31 marzo 2008, in occasione di ogni aggiornamento dell'anno successivo al primo, il corrispettivo unitario PED è stato corretto per tener conto delle necessità di recupero derivanti dagli scostamenti certi o ragionevolmente certi nel momento in cui si procede all'aggiornamento tra i costi e i ricavi in capo agli esercenti la maggior tutela (di seguito: recupero); e quanto non recuperato mediante detto adeguamento implicito del corrispettivo unitario PED in corso d'anno veniva recuperato attraverso la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica ai clienti del servizio di maggior tutela;
- l'Autorità, con il documento per la consultazione 18 dicembre 2007, ha proposto una nuova metodologia di calcolo del recupero rispetto al passato, prevedendo che esso sia determinato come differenza tra la stima dei costi annui di approvvigionamento dell'Acquirente unico e la stima del gettito del corrispettivo PED su base annua come rivalutata in occasione dei successivi aggiornamenti; e che la corretta quantificazione del recupero deve altresì tenere conto degli importi derivanti dal conguaglio del *load profiling*, ai sensi della deliberazione n. 118/03 e del TILP;
- i soggetti che hanno risposto al documento per la consultazione 18 dicembre 2007 hanno valutato con favore le proposte dell'Autorità in merito alla nuova metodologia di calcolo del recupero ivi illustrata, anche in considerazione del fatto che, a seguito dell'entrata in vigore della legge n. 125/07, le società esercenti la maggior tutela separate societariamente dall'attività di distribuzione si trovano a sopportare una maggiore esposizione finanziaria, non disponendo, come invece accadeva in passato, di eventuali flussi di cassa derivanti dall'attività di distribuzione;
- il comma 13.2, lettera a), del TIV prevede che, ai fini delle determinazioni degli elementi PE e PD e del corrispettivo PED, l'Acquirente unico invii all'Autorità la stima dei propri costi unitari di approvvigionamento relativi all'anno solare;
- ai sensi del comma 13.2, lettera c), del TIV, l'Acquirente unico è tenuto a comunicare all'Autorità, successivamente all'1 luglio 2007, la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti nel medesimo periodo;
- sulla base delle informazioni ricevute dagli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali che hanno risposto alla nota della Direzione Mercati e delle informazioni ricevute dall'Acquirente unico, l'importo del recupero è stimato pari a circa 105 milioni di euro, di cui 93 milioni di euro sono riconducibili ai costi di acquisto dell'energia elettrica e i rimanenti 12 milioni di euro sono riconducibili ai costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico;
- relativamente al periodo gennaio - dicembre 2007, sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico, si evidenzia come i costi effettivamente sostenuti dal medesimo Acquirente unico per l'acquisto di energia elettrica, incluso lo sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 limitatamente alla quota parte valorizzata al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima, siano complessivamente superiori ai costi stimati, a partire dai dati a suo tempo comunicati dal medesimo soggetto, ai fini della determinazione della componente CCA per il primo semestre 2007 e del corrispettivo PED nel secondo semestre 2007 per un importo residuo ad oggi quantificabile in circa 277 milioni di euro;

- il differenziale residuo emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità nei trimestri precedenti) ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo gennaio – dicembre 2007 deve essere recuperato tramite la componente UC1, di cui comma 1.1 del TIV;
- gli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato relativi agli anni 2004 e 2005, nonché gli squilibri residui del sistema di perequazione dei medesimi costi relativi all'anno 2006 finora quantificabili, risultano interamente recuperati;
- in base al punto 6 della deliberazione n. 110/07, l'Autorità aggiorna e pubblica, contestualmente agli aggiornamenti trimestrali, i valori di spesa annua, calcolata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela;
- la legge 481/95 prevede, tra l'altro, che l'Autorità garantisca la promozione della concorrenza, studi l'evoluzione del settore e dei singoli servizi, anche per modificare condizioni tecniche, giuridiche ed economiche relative allo svolgimento o all'erogazione dei medesimi, emani direttive concernenti l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti;
- con comunicazione 26 marzo 2008 la società Enel S.p.A. ha comunicato di stare sperimentando con successo la lettura dei prelievi di energia elettrica di tutti i clienti finali connessi in bassa tensione riforniti sul mercato libero con cadenza mensile, invece che bimestrale; e che tale periodicità consentirebbe di addivenire a una configurazione diversa rispetto a quella proposta nel documento per la consultazione 18 dicembre 2007 quanto a raggruppamenti di mesi con cui procedere all'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Ritenuto opportuno:

- dimensionare le aliquote di recupero da applicare agli elementi PE e PD del corrispettivo PED in modo da recuperare gli importi nei successivi sei mesi;
- modificare in aumento la stima del costo medio annuo di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente unico rispetto al primo trimestre dell'anno 2008, adeguando conseguentemente il valore dell'elemento PE;
- modificare in aumento la stima del costo medio annuo di dispacciamento dell'energia elettrica dell'Acquirente unico rispetto al primo trimestre dell'anno 2008, adeguando conseguentemente il valore dell'elemento PD;
- rivedere in aumento il livello della componente UC1, dimensionandola con l'obiettivo di coprire entro la fine dell'anno 2008 gli oneri in capo al Conto UC1 relativi all'anno 2007 con la conseguente estinzione della medesima componente, salvo necessità di ulteriori recuperi di competenza del mercato vincolato;
- modificare il TIV prevedendo obblighi informativi in capo agli esercenti la maggior tutela che consentano all'Autorità di monitorare il numero di clienti finali che accedono al mercato libero o che rientrano al servizio di maggior tutela;
- differire la decisione inerente ai raggruppamenti di mesi con cui procedere all'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela, anche al fine di tener conto delle sperimentazioni di cui all'ultimo alinea dei considerati ed in ragione di ciò mantenere la cadenza trimestrale almeno sino alla fine dell'anno 2008

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del TIV.

Articolo 2
Fissazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

2.1 I valori dell'elemento PE e dell'elemento PD per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2008 sono fissati nelle *Tabelle 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2* e *2.3* allegate al presente provvedimento.
2.2 I valori del corrispettivo PED per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2008 sono fissati nelle *Tabelle 3.1, 3.2* e *3.3* allegate al presente provvedimento.

Articolo 3
Aggiornamento della componente UC1

3.1 I valori della componente UC1 per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2008 sono fissati nelle *Tabelle 4.1* e *4.2* allegate al presente provvedimento.

Articolo 4
Modifiche al TIV

4.1 Il TIV è modificato nei termini di seguito indicati:
a) dopo l'articolo 6 è aggiunto il seguente articolo:

"Articolo 6bis
Obblighi di comunicazione in capo agli esercenti la maggior tutela ai fini del monitoraggio

6bis.1 A partire dal mese di maggio 2008, entro il 10 di ciascun mese, ciascun esercente la maggior tutela comunica all'Acquirente unico, secondo modalità dallo stesso definite, distintamente per ciascuna tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettere da a) a c):
a) il numero dei punti di prelievo che a partire dal mese successivo cessa di essere servito nell'ambito del servizio di maggior tutela e accede al mercato libero, distinguendo il numero di punti di prelievo serviti nel mercato libero da una società collegata o appartenente al medesimo gruppo societario dell'esercente la maggior tutela;
b) il numero dei punti di prelievo che a partire dal mese successivo cessa di essere servito nell'ambito del servizio di maggior tutela e accede al servizio di salvaguardia per effetto delle autocertificazioni di cui all'articolo 4bis;
c) il numero dei punti di prelievo che a partire dal mese successivo rientra ex novo nel servizio di maggior tutela.

6bis.2 Qualora l'esercente la maggior tutela eroghi il servizio in un ambito comprendente più regioni, le informazioni di cui al comma 6bis.1 devono essere fornite distintamente per ciascuna di tali regioni.

6bis.3 Mensilmente, entro 5 giorni lavorativi dalla data di cui al comma 6bis.1, l'Acquirente unico trasmette all'Autorità i dati di cui al medesimo comma secondo modalità definite dalla Direzione Mercati dell'Autorità.";

b) dopo l'articolo 25 è aggiunto il seguente articolo 26:

Articolo 26

Disposizioni finali in merito agli obblighi di comunicazione in capo agli esercenti la maggior tutela ai fini del monitoraggio

26.1Entro il 10 maggio 2008 gli esercenti la maggior tutela trasmettono all'Acquirente unico, secondo modalità dallo stesso definite, distintamente per ciascuna tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettere da a) a c), le medesime informazioni di cui al comma 6bis.1, lettere da a) a c), con riferimento al periodo compreso tra l'1 luglio 2007 e il 31 maggio 2008 distintamente per ciascun mese appartenente al medesimo periodo.

26.2Qualora l'esercente la maggior tutela eroghi il servizio in un ambito comprendente più regioni, le informazioni di cui al comma 26.1 devono essere fornite distintamente per ciascuna di tali regioni.

26.3Entro il 23 maggio 2008 l'Acquirente unico trasmette all'Autorità i dati di cui al comma 26.1 secondo modalità definite dalla Direzione Mercati dell'Autorità.".

Articolo 5

Disposizioni transitorie e finali

5.1 La tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2008 è sostituita con la tabella 5 allegata al presente provvedimento.

5.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal 1 aprile 2008.

Milano, 28 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

Tabella 1.1: Elemento PE per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PE (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	9,288
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	7,915
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	9,894

Tabella 1.2: Elemento PE per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PE (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	11,868	9,272	6,205
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,887	9,263	6,207

Tabella 1.3: Elemento PE per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1 e F23

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PE (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	12,187	7,835
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,887	7,540

Tabella 2.1: Elemento PD per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PD (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,806
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,801
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,805

Tabella 2.2: Elemento PD per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PD (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,864	0,864	0,864
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,864	0,864	0,864

Tabella 2.3: Elemento PD per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1e F23

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PD (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,806	0,806
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,864	0,864

Tabella 3.1 Corrispettivo PED per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PED (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	10,094
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	8,716
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,699

Tabella 3.2: Corrispettivo PED per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PED (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	12,732	10,136	7,069
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	12,751	10,127	7,071

Tabella 3.3: Corrispettivo PED per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1 e F23

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PED (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	12,993	8,641
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	12,751	8,404

Tabella 4.1: Componente UC1

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT	UC1	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione	-	0,441
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,441
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	-	0,441

Tabella 4.2: Componente UC1 per i soggetti di cui al comma 73.2 del TIT

	UC1
	(centesimi di euro/kWh)
Alluminio primario	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00

Tabella 5: Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (valori espressi in euro)

Consumo annuo (kWh)	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione di residenza	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione non di residenza	Cliente con potenza impegnata 4,5 kW
1.200	156,33	290,68	312,02
2.700	399,50	555,52	576,86
3.500	611,59	696,76	718,11
4.500	867,34	873,32	894,67
7.500	1.397,02	1.403,00	1.424,35

Spesa annua calcolata sulla base dei corrispettivi aggiornati al 2° trimestre 2008

DECRETO 28 marzo 2008.

Aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2008 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. (Deliberazione ARG/elt 38/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 marzo 2008

Visti:

- il Trattato istitutivo della Comunità Europea, nella versione consolidata 2002/C325/01 (di seguito: il Trattato);
- il regolamento (CE) n. 659/99 del Consiglio del 22 marzo 1999, recante modalità di applicazione dell'articolo 88 del Trattato (di seguito: regolamento n. 659/99);
- il regolamento (CE) n. 794/04 della Commissione europea, del 21 aprile 2004, recante disposizioni di esecuzione del regolamento n. 659/99;
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 di conversione, con modifiche, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 (di seguito: legge n. 83/03);
- la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314 (di seguito: legge n. 368/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 14 maggio 2005, n. 80 di conversione, con modifiche, del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 (di seguito: legge n. 80/05);
- la legge 30 dicembre 2004, n. 311 (di seguito: legge Finanziaria 2005);
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266 (di seguito: legge Finanziaria 2006);
- la decisione della Commissione Europea C (2006) 3225 def;
- la decisione della Commissione Europea C (2007) 5400 del 20 novembre 2007 (di seguito: la decisione C (2007) 5400);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 19 dicembre 1995;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito:l'Autorità) 23 dicembre 2002, n. 227/02;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2004, n. 8/04;
- la deliberazione dell'Autorità 9 agosto 2004, n. 148/04;

- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2004, n. 231/04, recante istituzione di una componente a copertura degli oneri derivanti dalle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4 della legge 24 dicembre 2003, n. 368, e misure attuative;
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, 34/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2005, n. 54/05;
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2005, n. 144/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 luglio 2005, n. 163/05 (di seguito: deliberazione n. 163/05);
- la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 13 ottobre 2005, n. 217/05, come successivamente modificata dalla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 286/05 e dalla deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2006, n. 128/06;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2006, n. 40/06;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2006, n. 190/06, come successivamente modificata dalla deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 319/06 e dalla deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2007, n. 145/07 (di seguito: deliberazione n. 190/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2006, n. 249/06 (di seguito: deliberazione n. 249/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 318/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 321/06 (di seguito: deliberazione n. 321/06);
- la deliberazione dell'Autorità del 24 aprile 2007, n. 97/07;
- la deliberazione dell'Autorità 13 giugno 2007, n. 135/07 (di seguito: deliberazione n. 135/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: deliberazione n. 156/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione n. 156/07 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 4 luglio 2007, n. 167/07;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2007, n. 266/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07, come modificato e integrato con deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2008, n. ARG/elt 30/08, (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 352/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 353/07 (di seguito: deliberazione n. 353/07);

- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08;
- il documento per la consultazione 27 febbraio 2007 recante "Ipotesi per la revisione dei meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 dell'allegato A alla deliberazione dell'autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato" – Atto n. 12/07 (di seguito: consultazione Atto n. 12/07);
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" – Atto n. 34/07, ed in particolare la Parte VIII (di seguito: consultazione Atto n. 34/07);
- la sentenza del Tribunale Amministrativo regionale della Lombardia n. 49/2008, con la quale il ricorso presentato da Alcoa avverso alla deliberazione n. 145/07 è stato dichiarato in parte irricevibile e in parte rigettato;
- i dispositivi di decisione n. 20/2008, 26/2008, 27/2008, 28/2008, 29/2008, 30/2008, 31/2008, 32/2008, 33/2008, 34/2008, 35/2008, 36/2008, 37/2008, 38/2008, 39/2008, 40/2008, 41/2008, 42/2008 e 43/2008 del 22 gennaio 2008, con i quali il Consiglio di Stato ha riformato le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della deliberazione n. 249/06;
- la comunicazione della Sogin S.p.A. (di seguito: Sogin), prot. n. 0031955 del 31 ottobre 2007, ricevuta in data 6 novembre 2007, prot. n. 029935 (di seguito: lettera 31 ottobre 2007);
- la comunicazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 13 dicembre 2007, prot. 002153, ricevuta dall'Autorità in data 11 gennaio 2008, prot. generale 000676;
- la comunicazione congiunta del Gestore Servizi Elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) e della Cassa del 10 marzo 2008, prot. GSE-P2008007670, ricevuta dall'Autorità in data 14 marzo 2008, prot. generale n. 0007549;
- la comunicazione della Cassa del 17 marzo 2008, prot. n. 000417, ricevuta dall'Autorità in data 20 marzo 2008, prot. generale n. 0008158;
- la comunicazione del GSE 26 marzo 2008, prot. AD/P2008000040, ricevuta dall'Autorità in data 28 marzo 2008, prot. generale n. 0008865 (di seguito: comunicazione 26 marzo 2008);
- la comunicazione della Sogin, del 20 marzo 2008, prot. n. 8988, ricevuta dall'Autorità in data 25 marzo 2008, prot. generale n. 0008450 (di seguito: lettera 20 marzo 2008);
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico, prot. n. 0019809 del 26 novembre 2007, ricevuta dall'Autorità in data 4 dicembre 2007, prot. n. 32233;
- la comunicazione del Presidente dell'Autorità prot. generale n. 0000899 del 14 gennaio 2008;
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 gennaio 2008, prot. 0001735, ricevuta dall'Autorità in data 12 febbraio 2008, prot. generale n. 003847;
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico del 26 febbraio 2008, prot. n. 0003747, ricevuta dall'Autorità in data 29 febbraio 2008, prot. generale n. 0005963;
- la comunicazione della Cassa del 26 febbraio 2008, prot. 000280, ricevuta dall'Autorità in data 3 marzo 2008, prot. generale n. 0006016;
- la comunicazione del Ministro dello Sviluppo Economico del 7 marzo 2008, prot. n. 0003481, ricevuta dall'Autorità in data 11 marzo 2008, prot. generale n. 0007125;

- la comunicazione di Alcoa Servizi S.r.l. (di seguito: Alcoa) del 16 gennaio 2008, prot. GT/ls n. 01/08, ricevuta dall'Autorità in data 21 gennaio 2008, prot. generale n. 001587;
- la comunicazione dell'Autorità 29 gennaio 2008, prot. generale n. 0002333;
- la comunicazione di Alcoa del 29 gennaio 2008, prot. GT/ls n. 02-08, ricevuta dall'Autorità in data 18 febbraio 2008, prot. generale n. 0004215;
- la comunicazione di Alcoa del 12 marzo 2008, prot. GT/ls n. 05-08, ricevuta dall'Autorità in data 25 marzo 2008, prot. generale n. 0008347;
- la comunicazione dell'Autorità del 19 marzo 2008, prot. generale n. 0008035.

Considerato che:

- con le lettere 31 ottobre 2007 e del 20 marzo 2008 la Sogin ha comunicato che nell'anno 2008 dovranno essere sostenute spese straordinarie per il riprocessamento all'estero del combustibile nucleare irraggiato, con conseguente significativo incremento delle esigenze finanziarie;
- con deliberazione n. 353/07 l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa per l'erogazione di 100 milioni di euro alla Sogin, da effettuarsi entro il 15 gennaio 2008, a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue.

Considerato che:

- la Commissione europea, con Decisione C (2006) 3225 def, ha avviato la procedura di indagine formale in merito alla proroga fino al 31 dicembre 2010 dei regimi tariffari speciali per la fornitura di energia elettrica, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05;
- con la decisione C (2007) 5400, la Commissione europea ha ritenuto incompatibile con le norme del Trattato la misura di proroga del regime tariffario speciale esistente per la società ex-Terni e sue aventi causa, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05 ed ha imposto il recupero delle somme eventualmente erogate, a tale titolo, nel corso degli anni 2005, 2006 e 2007;
- le aventi causa della società ex-Terni risultano aver depositato ricorso al Tribunale di primo grado chiedendo l'annullamento della citata decisione C (2007) 5400;
- il Governo italiano ha impugnato innanzi agli organi di giustizia comunitaria la citata decisione C (2007) 5400;
- il riconoscimento delle condizioni tariffarie speciali alla società Alcoa e l'erogazione della relativa componente compensativa deve essere subordinata alla presentazione di adeguata garanzia in coerenza quanto già previsto dalla deliberazione n. 190/06 e sue successive modificazioni e integrazioni;
- la Cassa sta svolgendo i necessari approfondimenti circa l'adeguatezza delle garanzie prestate dalla medesima Alcoa in relazione alla possibilità di procedere all'erogazione della componente compensativa relativa al secondo semestre 2007, tuttora pendente.

Considerato che:

- con consultazione Atto n. 12/07, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 163/05, l'Autorità ha diffuso i propri orientamenti iniziali circa la

riforma delle deroghe in materia di applicazione degli oneri generali per i clienti in media, alta e altissima tensione, all'epoca disciplinate dal comma 72.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 5/04;

- con consultazione Atto n. 34/07, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti finali circa la riforma delle deroghe in materia di applicazione degli oneri generali per i clienti in media, alta e altissima tensione, ossia:
    - adozione di una soluzione in linea con l'ipotesi 2 descritta nella consultazione Atto n. 12/07, prevedendo l'applicazione di aliquote differenziate su tre scaglioni di consumo mensile, vale a dire da 0 a 4 GWh/mese, oltre 4 GWh/mese fino a 12 GWh/mese, oltre 12 GWh/mese;
    - applicazione allo scaglione tra 4 e 12 GWh/mese di una aliquota pari al 50% di quella applicata al primo scaglione e di un'aliquota nulla per i consumi eccedenti i 12 GWh/mese;
    - redistribuzione degli oneri derivanti dalla estensione dei meccanismi di deroga all'interno delle tipologie contrattuali interessate alla revisione;
    - applicazione della riforma con gradualità, in linea con quanto proposto nella consultazione Atto n. 12/07;
- con deliberazione n. 348/07 l'Autorità ha ritenuto opportuno, in vista della revisione dei criteri di deroga all'imposizione delle componenti A, prevedere che le aliquote di dette componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh possano essere differenziate in funzione di un massimo di 4 (quattro) scaglioni di consumo mensile, almeno in relazione alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere f) e g) del Testo integrato;
- con la medesima deliberazione n. 348/07 l'Autorità:
    - ha rinviato l'attivazione del nuovo sistema di deroghe all'imposizione delle componenti A, da attuarsi secondo quanto indicato nel capitolo 44 della consultazione Atto n. 12/07, al 1 aprile 2008, ad invarianza del gettito garantito dalle tipologie interessate;
    - ha disposto che la scaglionatura dei corrispettivi per livello di consumo avvenga gradualmente, assorbendo in modo differenziato le variazioni in diminuzione e in aumento delle componenti A disposte a partire dall'1 gennaio 2008.

Considerato che:

- in relazione ai richiamati dispositivi di decisione del Consiglio di Stato, il ripristino della deliberazione n. 249/06 comporta una considerevole riduzione dell'onere in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui al comma 54.1, lettera b) del Testo integrato (di seguito: conto A3), rispetto a quanto precedentemente stimato in esito all'annullamento disposto in primo grado della medesima deliberazione n. 249/06;
- il conto A3 risulta tutt'ora gravato da oltre 600 milioni di debito nei confronti del conto di cui al comma 54.1, lettera e) del Testo integrato (di seguito: conto A6); e che tale posizione debitoria è opportuno che venga gradualmente riassorbita;
- i prezzi rilevanti per il calcolo del prezzo medio del combustibile convenzionale in relazione al quale è aggiornata la componente di costo evitato di combustibile degli impianti incentivati ai sensi del provvedimento Cip 6/92, hanno mostrato negli

ultimi mesi forti rialzi, rendendo probabile, nel corso del 2009, un conguaglio a favore dei produttori Cip 6/92 rispetto al costo evitato di combustibile riconosciuto in acconto nel 2008, con conseguente aggravio di oneri in capo al conto A3;

- tenuto conto delle informazioni rese disponibili dalla Cassa circa le disponibilità del Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica, di cui al comma 54.1, lettera n) del Testo integrato (di seguito: conto UC5) e delle informazioni fornite dal GSE con comunicazione 26 marzo 2008, sembra emergere un'eccedenza di gettito raccolto rispetto agli oneri in capo al conto medesimo; e che tale eccedenza, quando accertata in via definitiva, potrà essere destinata a copertura degli oneri pendenti su altri conti di gestione;
- le aliquote vigenti della componente A6 sono state dimensionate per garantire disponibilità finanziarie tali da far fronte ai pagamenti previsti nel corso del 2008 e del 2009 in capo al Conto di cui al comma 54.1, lettera e) del Testo integrato (di seguito: conto A6), anche in assenza di restituzione del credito vantato nei confronti del Conto A3;
- le mutate condizioni del conto A3 e la possibile destinazione al medesimo conto degli eventuali residui del conto UC5, secondo quanto sopra descritto, rendono probabile una restituzione almeno parziale al conto A6 delle somme da questi anticipate al medesimo conto A3.

Considerato che:

- il comma 74.4 del Testo integrato prevede che a ciascun cliente finale, ammesso a beneficiare di regimi tariffari speciali ai sensi delle disposizioni dei commi 74.1 e 74.2 del medesimo Testo integrato, sia versata una componente tariffaria compensativa pari alla differenza tra:
    a) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione delle condizioni tariffarie agevolate previste per tali clienti dalla normativa vigente, al netto delle imposte e delle componenti inglobate nella parte A della tariffa;
    b) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione a tale cliente dei corrispettivi previsti per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita, al netto delle componenti tariffarie A e UC;
- il comma 74.5 del Testo integrato prevede che il corrispettivo relativo al servizio di vendita di cui al comma 74.4, lettera b) sia fissato in via amministrativa dall'Autorità ed aggiornato trimestralmente.

Ritenuto opportuno:

- dare mandato alla Cassa di provvedere, entro il 31 maggio 2008, all'erogazione alla Sogin, in acconto e salvo conguaglio, di 150 milioni di euro a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a) del Testo integrato;
- in relazione alla possibilità per la Cassa di procedere all'erogazione della componente compensativa alla società Alcoa, differire ulteriormente il termine di cui al punto 3 della deliberazione n. 190/06, fino al 30 giugno 2008.

Ritenuto opportuno:

- in linea con quanto previsto con deliberazione n. 348/07:
    - dare attuazione alla riforma delle deroghe in materia di applicazione degli oneri generali, a partire dai clienti in alta e altissima tensione,

fermo restando l'obbiettivo di redistribuzione degli oneri derivanti dalla estensione dei meccanismi di deroga all'interno delle tipologie contrattuali interessate alla revisione;
- prevedere, per detti clienti, che l'esenzione completa dall'applicazione delle aliquote espresse in centesimi di euro/kWh delle componenti A2, A3, A4 e A5 avvenga limitatamente ai prelievi eccedenti i 12 GWh/mese per punto di prelievo;
- prevedere, a tendere, per detti clienti, che le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh delle componenti A2, A3, A4 e A5 per prelievi mensili eccedenti i 4 GWh e fino a 12 GWh, siano pari al 50% dell'aliquota applicata ai prelievi mensili fino a 4 GWh;
- disporre un percorso di gradualità nel passaggio dalle modalità attuali di esazione delle componenti A2, A3, A4 e A5 per i clienti in alta e altissima tensione e quanto previsto, a tendere, secondo il precedente alinea.

Ritenuto opportuno:

- adeguare in diminuzione l'aliquota media della componente A3 tenendo però conto, ai fini di tale adeguamento, dell'esigenza di graduale restituzione delle somme anticipate dal Conto A6 e del probabile onere aggiuntivo collegato al conguaglio sui costi evitati di combustibile riconosciuti in acconto nel 2008;
- adeguare in diminuzione l'aliquota della componente tariffaria A6;
- prevedere che per il trimestre aprile – giugno 2008 gli addebiti per la parte riferita al servizio di vendita di cui al comma 74.4, lettera b) del Testo integrato siano calcolati con riferimento ai corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato in vigore al 30 giugno 2007, aggiornati coerentemente con le variazioni delle condizioni economiche per l'approvvigionamento dell'energia elettrica che si applicano ai clienti ammessi al servizio di maggior tutela

DELIBERA

Articolo 1
Disposizioni alla Cassa

1.1 La Cassa, entro il 31 maggio 2008, provvede all'erogazione di 150 milioni di euro alla Sogin a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a) del Testo integrato.

Articolo 2
Aggiornamento delle componenti tariffarie

2.1 I valori delle componenti tariffarie A, UC ed MCT, per il trimestre aprile – giugno 2008, sono fissati come indicato nelle *Tabelle 1, 2, 3* e *4* allegate al presente provvedimento.

Articolo 3
Disposizioni in materia di regimi tariffari speciali

3.1 Per il trimestre aprile – giugno 2008, ai fini del computo della componente compensativa prevista dal comma 74.4 del Testo integrato, i corrispettivi relativi al servizio di vendita di cui al comma 74.4, lettera b) sono pari ai corrispettivi in vigore al 30 giugno 2007 aggiornati, limitatamente alle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento, espresse in centesimi di euro/kWh, tramite i coefficienti correttivi fissati nella *Tabella 5* allegata al presente provvedimento.

3.2 Il termine di cui al punto 3 della deliberazione n. 190/06 è differito al 30 giugno 2008.

Articolo 4
Disposizioni finali

4.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal 1 aprile 2008.

Milano, 28 marzo 2008

Il presidente: Ortis

Tabella 1: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	A2					A3									A4					A5				
		centesimi di euro/kWh					centesimi di euro/kWh				centesimi di euro/kWh					centesimi di euro/kWh					centesimi di euro/kWh			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh	per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh
						Aliquota complessiva					Quota parte di cui al comma 47.1 del Testo integrato													
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione																								
di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW																								
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,110				-	0,337				[illegible]				-	0,040				-	0,010			
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh	-	0,660				-	1,955				[illegible]				-	0,240				-	0,070			
per consumi annui oltre 3540 kWh	-	0,390				-	1,157				[illegible]				-	0,140				-	0,040			
di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti		0,390					1,157				[illegible]					0,140					0,040			
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,210	0,210	0,210	0,210	-	1,132	1,133	1,132	1,132	[illegible]	0,030	0,030	0,030	-	0,220	0,220	0,220	0,220	-	0,020	0,020	0,020	0,020
lettera c) Altre utenze in bassa tensione																								
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,300	-	-	-	-	0,897	-	-	-	[illegible]				-	0,220	-	-	-	-	0,030	-	-	-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	371,85	0,150	0,150	0,150	0,150	4.460,37	1,216	1,216	1,216	1,216	0,040	0,040	0,040	0,040	-	0,220	0,220	0,220	0,220	366,68	0,010	0,010	0,010	0,010
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,150	0,150	-	-	-	0,897	0,897	-	-	[illegible]	0,030	-	-	-	0,220	0,220	-	-	-	0,010	0,010	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	371,85	0,150	0,150	-	-	3.718,70	0,998	0,998	-	-	[illegible]	0,030	-	-	-	0,220	0,220	-	-	366,68	0,010	0,010	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	371,85	0,168	0,084	0,084	-	4.689,96	0,924	0,914	0,040	-	[illegible]	0,029	0,004	-	-	0,221	0,220	0,007	-	366,68	0,010	0,010	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	371,85	0,168	0,084	0,084	-	4.689,96	0,924	0,914	0,040	-	[illegible]	0,020	0,004	-	-	0,221	0,220	0,007	-	366,68	0,010	0,010	-	-

Tabella 2: Componente tariffaria A6

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	*centesimi di euro per punto di prelievo /mese*	*centesimi di euro/kW/mese*	*centesimi di euro/kWh*
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	3,46	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,055
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	4,01		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW		6,86	
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,055
lettera e)	Altre utenze in media tensione	668,56		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 100 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 100 kW		22,11	
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	4.011,37		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		37,11	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		28,28	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		0,71	
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	4.011,37		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		37,11	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		28,28	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		0,71	

Tabella 3: Componenti tariffarie UC3, UC4, UC6 e MCT

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	UC3		UC4		UC6			MCT	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro / kW/anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,070			-	80,64	0,020	-	0,020
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW									
	per consumi annui fino a 1800 kWh			-	0,010					
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh			-	0,100					
	per consumi annui oltre 3540 kWh			-	0,050					
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti			-	0,050					
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,070	-	-	-	-	0,070	-	0,020
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione									
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,070	-	0,030	682,08	-	0,020	-	0,020
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,070	-	0,030	682,08	-	0,020	-	0,020
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,030	-	-	-	-	0,050	-	0,020
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	0,030	-	0,020	39.638,28	-	-	-	0,020
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	0,020	-	0,010	-	-	-	-	0,020
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	0,020	-	0,010	-	-	-	-	0,020

Tabella 4: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6, UC e MCT per i soggetti di cui al comma 73.2 del Testo integrato

	A2	*A3*		*A4*	*A5*	*A6*	*UC3*		*UC4*	*UC6*			*MCT*
	(centesimi di euro/kWh)	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kW/anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*
		Aliquota complessiva	*Quota parte di cui al comma 47.3 del Testo integrato*										
Alluminio primario							0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,020
di cui: per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	0,168	0,924	*0,030*	0,00	0,010	0,000							
per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	0,084	0,914	*0,029*	0,00	0,010	0,000							
per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	0,084	0,043	*0,004*	0,00	0,030	0,000							
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)							0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,020
di cui: per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	0,168	0,924	*0,030*	0,221	0,010	0,061							
per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	0,084	0,914	*0,029*	0,220	0,010	0,031							
per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	0,084	0,043	*0,004*	0,007	0,030	0,031							
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,000	0,000	*0,000*	0,000	0,030	0,000	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,020
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,000	0,000	*0,000*	0,000	0,030	0,000	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,020

Tabella 5: Coefficienti di aggiornamento di cui all'articolo 5

Per punti di prelievo dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3	
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F1	1,1069
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F2	1,2472
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F3	1,2604

DECRETO 28 marzo 2008.

Condizioni economiche di fornitura del gas naturale per clienti in regime di tutela: aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2008. Determinazione di una maggiorazione al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso (CCI) ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 settembre 2006. (Deliberazione ARG/gas 39/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 marzo 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 settembre 2006 (di seguito decreto ministeriale 29 settembre 2006);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02 (di seguito: deliberazione n. 195/02) , come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02 (di seguito: deliberazione n. 207/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2006, n. 65/06 (di seguito: deliberazione n. 65/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06) come successivamente modificata;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 205/06 (di seguito: deliberazione n. 205/06);
- la deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2006, n. 239/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 320/06 (di seguito: deliberazione n. 320/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 346/07 (di seguito: deliberazione n. 346/07);
- le ordinanze del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia nn. 892; 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 900, 901, 902, 903 del 19 giugno 2007.

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 3 del decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73, come modificato dalla legge di conversione 3 agosto 2007, n. 125 prevede, tra l'altro, che l'Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità *"a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta"*;
- tale previsione conferma l'assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità con le deliberazioni n. 195/02, n. 207/02 e n. 138/03.

Considerato inoltre che:

- con la deliberazione n. 79/07 l'Autorità:
  a) ha rideterminato i criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, riprovvedendo agli aggiornamenti relativi al periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 ed il 31 marzo 2007;
  b) ha disposto, all'articolo 1, commi 1.9 e 1.10, che gli esercenti l'attività di vendita recuperino, nel rispetto delle condizioni ivi previste, l'ammontare relativo ai parziali conguagli a favore dei clienti finali stabiliti ai sensi delle deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06, rinviando a successivo provvedimento la fissazione delle modalità con le quali gli esercenti effettueranno i conguagli derivanti dalle disposizioni di cui alla medesima deliberazione;
- rispetto al valore definito nella deliberazione n. 346/07 l'indice dei prezzi di riferimento I_t, relativo al gas naturale, ha registrato una variazione maggiore, in valore assoluto, del 2,5%;
- l'articolo 2, comma 6, lettera b), del decreto 29 settembre 2006 stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità determini per i fornitori grossisti di ultima istanza (FGUI) modalità di copertura degli oneri relativi ai costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio eventualmente non coperti dalle componenti previste nella deliberazione n. 138/03, successivamente alla verifica dei suddetti maggiori oneri.

Ritenuto che sia necessario:

- per il trimestre 1 aprile- 30 giugno 2008, in virtù della variazione dell'indice I_t sopra riportata rispetto al valore definito nella deliberazione 346/07, modificare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 138/03, relativamente al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della medesima deliberazione;
- definire, con la stessa decorrenza dell'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale relativo al trimestre 1 aprile – 30 giugno 2008, il valore della maggiorazione al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso (CCI) determinato sulla base di una stima prudenziale degli oneri che l'Autorità deve verificare ai sensi dell'articolo 2, comma 6, lettera b), del decreto 29 settembre 2006, al fine di avviare la raccolta del gettito a copertura degli oneri di cui al precedente considerato per il periodo novembre 2006 – marzo 2007;
- avvalersi della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) ai fini della gestione del gettito derivante dall'applicazione della maggiorazione di cui al precedente alinea e della destinazione del medesimo gettito, prevedendo che venga istituito presso la medesima Cassa un apposito fondo, le cui modalità di gestione e

di erogazione ai soggetti aventi diritto saranno disciplinate da un successivo provvedimento dell'Autorità

DELIBERA

Articolo 1

Disposizioni relative all'aggiornamento per il secondo trimestre (1 aprile – 30 giugno) 2008 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale

1.1 Per il trimestre 1 aprile - 30 giugno 2008, le condizioni economiche di fornitura del gas naturale, determinate ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) n. 138/03, relativamente al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della medesima deliberazione, aumentano di 0,0632 centesimi di euro/MJ (0,632 euro/GJ); tale aumento è pari a 2,4345 centesimi di euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/mc.

Articolo 2
Maggiorazione al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso

2.1 Con decorrenza 1 aprile 2008 è istituito un corrispettivo unitario variabile CFGUI, il cui valore è fissato pari a 0,007788 €/GJ, come maggiorazione al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della deliberazione n. 138/03.

Articolo 3
Disposizioni finali

3.1 E' istituito presso la Cassa conguaglio del settore elettrico un apposito fondo alimentato dal gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile C_{FGUI} di cui al precedente articolo 2, le cui modalità di gestione e di erogazione ai soggetti aventi diritto saranno disciplinate da un successivo provvedimento dell'Autorità.
3.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal 1 aprile 2008.

Milano, 28 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

DECRETO 28 marzo 2008.

Aggiornamento per il periodo 1º aprile 2008 - 31 marzo 2009 della componente dello stoccaggio (QS) delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 4 dicembre 2003, n. 138/03. (Deliberazione ARG/gas 40/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 marzo 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06 (di seguito: deliberazione n. 50/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 346/07 (di seguito: deliberazione n. 346/07);
- la deliberazione dell'Autorità 26 marzo 2008, ARG/gas 35/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 35/08).

Considerato che:

- l'articolo 6, comma 8, della deliberazione n. 138/03 dispone che per il secondo periodo di regolazione dello stoccaggio la componente tariffaria dello stoccaggio QS (di seguito: componente QS) di cui all'articolo 6, comma 7, della medesima deliberazione sia definita dall'Autorità sulla base dei criteri di cui all'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00;
- con la deliberazione n. 50/06, l'Autorità ha definito, tra l'altro, i criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione;
- l'articolo 6, comma 2, della deliberazione n. 50/06 prevede che l'impresa di stoccaggio, nel solo caso di movimentazione fisica del gas dal sistema, attribuisca agli utenti del servizio, proporzionalmente ai quantitativi allocati, la quota percentuale degli oneri a copertura dei consumi tecnici delle centrali di

compressione e di trattamento; e che, ai fini di tale riconoscimento, debba essere utilizzato il valore del corrispettivo relativo alla commercializzazione all'ingrosso aggiornato dall'Autorità sulla base delle disposizioni in materia;

- con la deliberazione n. 346/07, l'Autorità ha determinato, tra l'altro, l'aggiornamento sino al 31 marzo 2007 del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 138/03;
- con la deliberazione ARG/gas 35/08, l'Autorità ha approvato i corrispettivi unici di stoccaggio per l'anno termico 1 aprile 2008 – 31 marzo 2009 di cui all'articolo 13, comma 2, della deliberazione n. 50/06.

Ritenuto che sia necessario:

- aggiornare la componente tariffaria QS relativamente al periodo 1 aprile 2008 – 31 marzo 2009

DELIBERA

1. di stabilire che, per il periodo 1 aprile 2008 – 31 marzo 2009, il valore della componente QS, di cui all'articolo 3 deliberazione n. 138/03, sia pari a 0,256819 euro/GJ;
2. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal 1 aprile 2008.

Milano, 28 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

DECRETO 28 marzo 2008.

Aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2008 delle tariffe di fornitura dei gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata. (Deliberazione ARG/gas 41/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 marzo 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 52/99);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2007, n. 335/07 (di seguito: deliberazione n. 335/07).

Considerato che:

- rispetto al valore definito nella deliberazione n. 335/07, l'indice J_t, relativo ai gas di petrolio liquefatti ed agli altri gas, ha registrato una variazione, in valore assoluto, maggiore del 5%.

Ritenuto che:

- sia necessario, per il trimestre aprile-giugno 2008, modificare le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti e degli altri gas di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione n. 52/99

DELIBERA

1. di aumentare, per il secondo trimestre aprile-giugno 2008, di 0,646 Euro/GJ le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità n. 52/99; tale aumento è pari a 0,064645 Euro/mc per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/mc (50,24MJ/kg);
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dal 1 aprile 2008.

Milano, 28 marzo 2008

Il presidente: Ortis

DECRETO 28 marzo 2008.

Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica. (Deliberazione EEN 3/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 marzo 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- i decreti ministeriali 24 aprile 2001;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164" e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto ministeriale 27 dicembre 2007 recante "Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004 concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili";
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 luglio 2001, n. 156/01;
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2001, n. 157/01;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: Linee guida);
- la deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2004, n. 219/04 (di seguito: deliberazione n. 219/04);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 345/07;
- il documento per la consultazione diffuso dall'Autorità in data 20 febbraio 2008, DCO 2/08, intitolato "Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tep connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" (di seguito: documento per la consultazione DCO 2/08);
- le osservazioni e i commenti al documento per la consultazione DCO 2/08 ricevuti dall'Autorità.

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 3, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni, stabilisce che la conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio (di seguito: tep) viene effettuata utilizzando l'equivalenza 1 kWh = 0,22 X 10^{-3} tep per il primo anno di applicazione dei decreti stessi e che il fattore di conversione dei kWh in tep può essere aggiornato dall'Autorità sulla base dei

miglioramenti di efficienza conseguibili nelle tecnologie di generazione termoelettrica, al fine di promuovere l'efficienza e la concorrenza;

- con il documento per la consultazione DCO 2/08 l'Autorità ha avanzato proposte per l'aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tep (di seguito: fattore di conversione) nell'ambito del rimanente periodo di applicazione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (2008-2011) proponendo in particolare:
  a. di adottare un fattore di conversione pari a 0,187 X 10^{-3} tep/kWh, basato su previsioni dell'Autorità relative all'evoluzione del rendimento medio del parco termoelettrico nazionale, per tutte le tipologie di intervento ammesse al rilascio di titoli di efficienza energetica (di seguito: TEE) in base ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni ad eccezione di quelle di cui alla successiva lettera b, almeno fino a quando le statistiche elaborate dalla società Terna S.p.a. non evidenzieranno uno scostamento importante da tale valore;
  b. di differenziare il fattore di conversione nel caso di interventi per i quali i decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni, prevedono la possibilità di richiedere TEE a fronte della produzione di energia elettrica, al fine di distinguere il caso della produzione destinata all'autoconsumo – per il quale si è proposto di adottare lo stesso fattore di conversione di cui alla precedente lettera a – da quello della produzione immessa in rete per la vendita, per il quale si è proposto di adottare un fattore di conversione pari a 0,148 kWh/tep sulla base di considerazioni connesse all'origine dell'energia elettrica sostituita da tali impianti;
  c. di prevedere che il nuovo valore del fattore di conversione si applichi, per quanto riguarda i progetti di tipo standardizzato e analitico, in base alle tempistiche definite all'articolo 4, comma 3, e all'articolo 5, comma 5, delle Linee guida e, per quanto riguarda i progetti a consuntivo, alle richieste di verifica e certificazione relative a proposte di progetto e di programma di misura presentate all'Autorità dopo l'entrata in vigore del provvedimento di aggiornamento;
- le proposte avanzate dall'Autorità nel documento per la consultazione sono basate sulle seguenti principali considerazioni:
  a. il valore del fattore di conversione dei kWh in tep adottato dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 per il primo anno di attuazione dei decreti stessi equivale ad un rendimento medio del parco termoelettrico nazionale pari al 39%, valore che in base ai dati statistici pubblicati dalla società Terna S.p.a. è stato registrato nell'anno precedente a quello di pubblicazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 (anno 2000);
  b. i dati statistici pubblicati dalla società GRTN S.p.a. e, successivamente, dalla società Terna S.p.a., evidenziano che nel periodo 2000-2006 il rendimento medio registrato dal parco termoelettrico italiano ha mostrato significativi e costanti miglioramenti derivanti dal progressivo ammodernamento e ampliamento del parco impianti, valutabili per mezzo dei valori del consumo specifico medio di combustibili riferito alla produzione elettrica netta (espresso in kcal/kWh) e riportati nel documento per la consultazione;
  c. in base alle informazioni fornite agli uffici dell'Autorità dalla società Terna S.p.a. relativamente alle date previste di entrata in funzione degli impianti già autorizzati nel periodo 2007-2009 e utilizzando un modello di simulazione del dispacciamento ottimo del sistema elettrico nazionale, l'Autorità ha elaborato previsioni relative all'andamento del rendimento del parco termoelettrico

nazionale nel periodo 2007-2011 e che tali previsioni, riportate nel documento per la consultazione, portano ad una stima conservativa del valore medio del consumo specifico di combustibili nel periodo 2008-2011 pari a 1.869 kcal/kWh;

d. ai fini di quanto previsto dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni, che escludono dal loro ambito di applicazione gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica nella generazione elettrica, il caso dell'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta può essere assimilato a quello della riduzione dei consumi, in quanto comporta un equivalente minor prelievo dalla rete elettrica locale, mentre nel caso di produzione destinata alla vendita la quantificazione del numero di TEE da riconoscere deve essere basata sulla considerazione di quali siano le tipologie di centrali termoelettriche utilizzate con funzione di modulazione, quelle cioè la cui produzione viene ridotta in conseguenza di nuove immissioni in rete da impianti quali quelli qui considerati; e che oggi in Italia tale funzione è svolta dai cicli combinati a gas di grossa taglia, le cui prestazioni ottimali per impianti di potenza superiore a 300 MW_e possono essere valutate con rendimenti caratteristici pari al 58%;

e. in base alla regolazione in vigore, il fattore di conversione rimane costante per la vita tecnica utile degli interventi a consuntivo e standardizzati ed è dunque opportuno aggiornare tale fattore definendo un valore medio rappresentativo dell'evoluzione prevedibile del parco termoelettrico nazionale in tale arco di tempo;

- dall'esame delle osservazioni e dei commenti al documento per la consultazione ricevuti dall'Autorità è emersa un'ampia condivisione dell'opportunità di procedere all'aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tep;
- due operatori si sono detti pienamente d'accordo con tutte le proposte avanzate dall'Autorità;
- alcuni operatori hanno osservato che l'aggiornamento del fattore di conversione dovrebbe essere effettuato annualmente sulla base del valore a consuntivo più recente pubblicato dalla società Terna S.p.a., concordando, nel caso di alcuni operatori, con una determinazione iniziale di tale valore in termini prospettici, sulla base della metodologia proposta dall'Autorità;
- alcuni operatori hanno osservato che i dati utilizzati per l'aggiornamento del fattore di conversione dovrebbero essere corretti per tenere conto dell'energia primaria risparmiata per effetto delle perdite evitate sulla rete di trasmissione e di distribuzione e che, per alcuni di questi operatori, tale correzione dovrebbe essere limitata alla sola energia immessa in rete;
- la maggior parte degli operatori ha espresso parere contrario alla proposta di differenziare il nuovo valore del fattore di conversione in funzione dell'utilizzo dell'energia elettrica prodotta (autoconsumo o immissione in rete per la successiva vendita), seppur sulla base di motivazioni di varia natura; in particolare:

  a. alcuni soggetti hanno osservato che tale proposta mancherebbe di fondamenti normativi e, nel caso della cogenerazione ad alto rendimento, sarebbe in contrasto con la direttiva 2004/8/CE e con il decreto legislativo 8 febbraio 2007 n. 20;

  b. un operatore ritiene che la proposta non avrebbe una evidente motivazione tecnica in quanto, in generale, anche gli impianti utilizzati (principalmente) per l'autoconsumo tenderebbero ad usufruire della disciplina dello scambio sul posto e risulterebbero comunque allacciati, direttamente o indirettamente, a reti con obbligo di connessione di terzi;

c. la maggior parte degli operatori non condivide che l'energia immessa in rete dagli impianti considerati vada sempre in sostituzione di energia prodotta da centrali termoelettriche utilizzate con funzione di modulazione e, dunque, da cicli combinati a gas di grossa taglia, con rendimenti caratteristici pari al 58%; in particolare:
   - un operatore ha evidenziato che la produzione elettrica di questi impianti è variabile da caso a caso ed è dunque complesso generalizzare;
   - alcuni operatori hanno osservato che nella maggior parte dei casi si tratta di energia prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento che in base alla normativa vigente godono di priorità di dispacciamento e potrebbero dunque costituire una produzione di base, che sarebbe soddisfatta dagli impianti meno flessibili e comunque non sempre dai cicli combinati; di conseguenza la nozione di energia sostituita a livello di sistema elettrico nazionale dovrebbe tenere conto, ponderandole, delle diverse produzioni termoelettriche ai relativi livelli di efficienza;
   - alcuni operatori hanno rilevato che i dati pubblicati dalla società Gestore del mercato elettrico S.p.a. relativamente all'anno 2006, mostrano che i cicli combinati rappresentano la tecnologia marginale nel periodo di modulazione solo nel 30% delle ore nel Nord e nel 10% delle ore nel Sud del Paese;
   - alcuni operatori hanno osservato che il valore di rendimento del 58% non sarebbe rappresentativo del rendimento medio del parco termoelettrico nazionale in quanto costituirebbe il valore di rendimento nominale riferito a particolari centrali di recente costruzione, non rappresentativo, dunque, del valore medio stagionale e che, nel caso di funzionamento di questi impianti con funzioni di modulazione, il loro rendimento medio stagionale può essere anche molto inferiore a quello assunto dall'Autorità;
- due operatori condividono la proposta di differenziazione dei valori del fattore di conversione in modo da distinguere il caso di produzione destinata all'autoconsumo e quello di produzione destinata alla vendita in rete, ma suggeriscono una diversa modalità di attuazione in considerazione delle difficoltà connesse alla definizione di un rendimento termoelettrico marginale da prendere come riferimento per l'energia risparmiata; in particolare, gli operatori propongono di differenziare l'energia prodotta autoconsumata da quella immessa in rete mediante l'utilizzo di un coefficiente che tenga conto delle perdite di rete;
- è emersa un'ampia condivisione delle proposte dell'Autorità in merito all'entrata in vigore del nuovo valore del coefficiente di conversione.

Ritenuto opportuno:

- procedere all'aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tep al fine di contribuire a garantire che il meccanismo dei titoli di efficienza energetica:
  a. sia costantemente orientato al conseguimento di risparmi energetici reali e addizionali rispetto all'evoluzione normativa, tecnologica e di mercato;
  b. faccia un uso efficiente delle risorse pubbliche che sono prelevate dalle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale ai sensi dei decreti ministeriali e della deliberazione n. 219/04 per contribuire alla copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi di risparmio energetico definiti dagli stessi decreti;
- non accogliere la richiesta di aggiornare annualmente il fattore di conversione tra energia elettrica risparmiata ed energia primaria sulla base di dati a consuntivo, e

confermare, dunque, la proposta di adottare un nuovo fattore di conversione pari a 0,187 X 10^{-3}tep/kWh, sulla base delle seguenti considerazioni:

a. i decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni prevedono l'aggiornamento di tale fattore "*sulla base ai miglioramenti di efficienza conseguibili nelle tecnologie di generazione termoelettrica, al fine di promuovere l'efficienza e la concorrenza*" e, dunque, prevedono la possibilità di considerare non solo dati a consuntivo ma anche le previsioni sull'evoluzione del rendimento medio del parco termoelettrico nazionale e non menzionano l'inclusione di fattori correttivi per le perdite di rete evitate;
b. l'aggiornamento del fattore di conversione in base a previsioni sull'andamento del rendimento medio del parco termoelettrico nazionale è coerente con le attuali modalità di gestione del meccanismo, orientate a contenere i connessi costi amministrativi in capo al sistema e ai singoli operatori, e permette di dare maggiore certezza agli investitori rispetto ad una determinazione annuale di tale valore sulla base di dati a consuntivo, ovvero ad una sua determinazione in termini prospettici, ma rivista annualmente in base a dati a consuntivo;
c. in base alla regolazione in vigore, il fattore di conversione rimane costante per la vita tecnica utile degli interventi a consuntivo e standardizzati ed è dunque opportuno aggiornare tale fattore definendo un valore medio rappresentativo dell'evoluzione prevedibile del parco termoelettrico nazionale;

- accogliere la richiesta di non introdurre elementi di differenziazione del fattore di conversione di cui al precedente alinea sulla base della destinazione d'uso dell'energia elettrica eventualmente prodotta dagli interventi ammessi al rilascio di titoli di efficienza energetica;
- confermare i criteri di entrata in vigore del valore aggiornato del fattore di conversione proposti nel documento per la consultazione e, dunque, prevedere che:
  a. per i progetti standardizzati e analitici, tale valore entri in vigore secondo le tempistiche definite all'articolo 4, comma 3, e all'articolo 5, comma 5, delle Linee guida;
  b. per i progetti a consuntivo, tale valore si applichi alle richieste di verifica e certificazione relative a proposte di progetto e di programma di misura presentate dopo l'entrata in vigore del presente provvedimento di aggiornamento

DELIBERA

1. di approvare il seguente provvedimento:

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03 e, inoltre, le seguenti:
   a) "Autorità" è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
   b) "fattore di conversione dei kWh in tep" è il fattore di conversione di cui all'articolo 2, comma 3, dei decreti miniseriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni;
   c) "Linee guida" sono l'Allegato A alla deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni;

d) “progetto a consuntivo” è il progetto di risparmio energetico valutabile con i metodi di valutazione di cui all’articolo 3, comma 1, lettera c), delle Linee guida;
e) “progetto analitico” è il progetto di risparmio energetico valutabile con i metodi di valutazione di cui all’articolo 3, comma 1, lettera b), delle Linee guida;
f) “progetto standardizzato” è il progetto di risparmio energetico valutabile con i metodi di valutazione di cui all’articolo 3, comma 1, lettera a), delle Linee guida;
g) “proposta di progetto e di programma di misura” è la proposta di cui all’articolo 6, comma 1, delle Linee guida, presentata e approvata dall’Autorità per i progetti a consuntivo;
h) “richiesta di verifica e di certificazione” è la richiesta di verifica e certificazione dei risparmi energetici di cui all’articolo 12 delle Linee guida;
i) “tep” è la tonnellata equivalente di petrolio risparmiata nell’ambito del meccanismo di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni.

Articolo 2
Nuovo valore del fattore di conversione dei kWh in tep

2.1 Il nuovo valore del fattore di conversione dei kWh in tep è fissato pari a 0,187 X 10^{-3} tep/kWh.

2.2 Per le richieste di verifica e certificazione relative a progetti standardizzati e analitici, il valore aggiornato del fattore di conversione di cui al precedente comma 2.1 entra in vigore in base alle tempistiche definite all’articolo 4, comma 3, e all’articolo 5, comma 5, delle Linee guida.

2.3 Per i progetti a consuntivo, il valore aggiornato del fattore di conversione di cui al precedente comma 2.1 si applica a tutte le richieste di verifica e certificazione relative a proposte di progetto e di programma di misura presentate all’Autorità dopo l’entrata in vigore del presente provvedimento;

2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 28 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

DECRETO 18 marzo 2008.

Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV. (Deliberazione ARG/elt 33/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 18 marzo 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 marzo 2000, n. 52/00 (di seguito: delibera n. 52/00);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 136/04 (di seguito: deliberazione n. 136/04);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05 (di seguito: deliberazione n. 281/05);
- i documenti per la consultazione 1 agosto 2005, 2 agosto 2006, 5 dicembre 2006 e 22 novembre 2007 relativi alle condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica con tensione nominale superiore ad 1 kV;
- i documenti di progetto del Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito: CEI) C. 970: 2006-12 e C.970: 2007-10;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 (di seguito: deliberazione n. 333/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- la Norma CEI 0-16.

Considerato che:

- la libertà di accesso alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a parità di condizioni costituisce un prerequisito essenziale per la diffusione e la fruibilità del servizio elettrico da parte dei clienti finali, nonché ai fini dell'ordinato svolgimento del mercato dell'energia elettrica;

- l'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95, stabilisce che, nel perseguire le finalità di cui all'articolo 1, della medesima legge, l'Autorità definisca condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti elettriche, ove previste dalla normativa vigente;
- conseguentemente, con la deliberazione n. 52/00, l'Autorità, ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99, ha emanato direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione di regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette ai fini della connessione alla rete di trasmissione nazionale, della sicurezza e della interoperabilità delle reti elettriche;
- l'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, stabilisce che le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni dell'Autorità in materia di tariffe, contributi ed oneri;
- l'articolo 3, comma 3.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 281/05 dispone che TERNA ed i soggetti gestori di porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99, oltre ai soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale superiore ad 1 kV diverse dalla rete di trasmissione nazionale e ad eccezione dei soggetti gestori di rete non titolari di concessione di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione, pubblicano e trasmettono all'Autorità le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche di rispettiva competenza comprensive, tra l'altro, delle soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete, degli standard tecnici e delle specifiche di progetto essenziali per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione;
- precedentemente e successivamente all'introduzione nell'ordinamento nazionale del decreto legislativo n. 79/99 le imprese distributrici hanno elaborato ed adottato autonomamente regole tecniche volontarie per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
- l'analisi di dette regole ha evidenziato aspetti inerenti l'erogazione del servizio di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica che rispondono a criteri assunti in via discrezionale dalle singole imprese distributrici;
- con la deliberazione n. 136/04 l'Autorità ha avviato un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95, e dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, in materia di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti di distribuzione di energia elettrica;
- il percorso avviato dall'Autorità con la deliberazione n. 136/04 è teso a garantire l'accesso alle reti di distribuzione di energia elettrica basato su regole trasparenti e non discriminatorie;
- l'Autorità ha inteso coinvolgere il CEI nella definizione di una regola tecnica di riferimento direttamente applicabile dalle imprese distributrici;
- il CEI ha emanato, a seguito di un complesso processo di attivazione di esperti e di duplice inchiesta pubblica, la norma CEI 0-16.

Considerato inoltre che:

- viste le eventuali peculiarità di esercizio caratterizzanti le singole imprese distributrici, le stesse imprese ritengono opportuno poter proporre la modifica transitoria delle disposizioni contenute nella regola tecnica di riferimento, le quali dovranno essere sottoposte all'approvazione dell'Autorità;
- intendendo gestire un processo che gradualmente porti un numero sempre maggiore di utenti al rispetto delle regole tecniche, l'Autorità ha inteso prevedere anche una applicazione parziale della regola tecnica a soggetti già connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
- riscontrando i documenti per la consultazione emessi, le imprese distributrici hanno evidenziato, tra l'altro, l'opportunità di:
  - applicazione della regola tecnica anche a fronte di aumenti di potenza in prelievo o in immissione effettivamente riscontrati sulla rete anche in assenza di richiesta formale di adeguamento della potenza,
  - adeguamento degli impianti alla regola tecnica da parte di tutti gli utenti in media tensione,
  - prevedere un limite temporale entro il quale rendere obbligatorio l'adeguamento parziale degli impianti inerenti il dispositivo generale ed il sistema di protezione generale per tutti gli utenti in media tensione,
  - estensione dell'ambito di applicazione alle volture,
  - indicazione di un limite temporale superiore ai subentri oggetto di applicazione parziale delle regole tecniche,
  - estensione dell'applicazione integrale della regola tecnica nel caso di passaggio di un utente della rete da soggetto in prelievo a soggetto in immissione,
  - applicazione delle disposizioni secondo modalità tali da fare riferimento alla potenza dei macchinari installati e non alla potenza disponibile,
  - ridurre le cause di esclusione, totale o parziale, dall'applicazione della regola tecnica,
  - prevedere che la regola tecnica da adottarsi sia quella vigente al momento dell'avvenuta ricezione della richiesta di connessione formulata dall'utente all'impresa distributrice,

  oltre all'esigenza, da parte delle stesse imprese, di implementare attività onerose finalizzate alla costituzione di un archivio contenente le caratteristiche degli utenti della rete esistenti al fine della determinazione dell'obbligo di adeguamento alle regole tecniche;
- le imprese distributrici sostengono inoltre pareri contrapposti in relazione alla proposta relativa all'opportunità di pervenire alla maggiorazione del corrispettivo CTS di cui all'articolo 37 dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 in caso di mancato adeguamento dell'impianto dell'utente alle regole tecniche;
- la struttura del CTS è stata modificata nell'ambito della predetta deliberazione rispetto a quanto vigente al momento della consultazione;
- l'associazione dei costruttori di apparecchiature elettriche ha sottolineato:
  - che il mantenimento del dispositivo costituito dall'Interruttore Manovra Sezionatore (IMS) con fusibili non garantisce la piena selettività rispetto alle protezioni poste in cabina primaria, non ritenendo attualmente l'ipotesi

di un nuovo dispositivo sviluppato sulla base del predetto IMS soddisfacente dal punto di vista economico ed affidabilistico,
- l'opportunità dell'aumento del corrispettivo CTS in caso di mancato adeguamento dell'impianto dell'utente alle regole tecniche,
- l'opportunità che le imprese distributrici possano effettuare idonee verifiche presso gli utenti al fine di accertare l'adeguatezza degli impianti alle regole tecniche qualora ciò sia stato dichiarato dagli stessi utenti,
- l'opportunità che le singole deroghe alla regola tecnica di riferimento approvate dall'Autorità abbiano una limitazione temporale pari ad 1 anno e che per un periodo pari ad almeno 5 anni non possano essere presentate all'Autorità ulteriori richieste di deroga,
- l'opportunità che, dal momento di pubblicazione della presente deliberazione, le regole tecniche autonomamente adottate dalle singole imprese distributrici non possano essere modificate;

- una società di produzione di energia elettrica ha sostenuto la non opportunità di un ulteriore incremento del corrispettivo CTS in caso di mancato adeguamento alle regole tecniche, oltre all'opportunità che gli oneri relativi agli adeguamenti degli impianti esistenti motivati dal cambiamento dello stato del neutro siano da ripartirsi tra l'utente ed il gestore di rete interessato;
- la dichiarazione di adeguatezza di cui all'Articolo 36 dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 non reca l'esplicitazione delle attività tecniche costituenti le verifiche che i soggetti deputati alla sua emanazione sono tenuti ad implementare;
- per utenti con potenza disponibile pari ad almeno 5 MW e caratterizzati da determinate configurazioni impiantistiche, ovvero per utenti particolarmente critici e caratterizzati anch'essi da determinate configurazioni impiantistiche, è opportuno consentire un ritardo all'intervento del dispositivo generale dell'utente al fine da conseguire un coordinamento selettivo delle proprie protezioni elettriche MT, e che l'Autorità potrà definire in futuro eventuali altri criteri finalizzati alla individuazione dei soggetti ai quali consentire tale ritardo;
- l'Allegato A alla deliberazione n. 246/06 dispone che la dichiarazione di adeguatezza non deve essere inviata per i nuovi impianti le cui richieste di connessione siano inviate all'impresa distributrice in data successiva alla data di pubblicazione della stessa deliberazione, e che quest'ultima data è il 16 novembre 2006.

Ritenuto di:

- riconoscere la Norma CEI 0-16, emanata dal CEI a seguito dell'attività conseguente alla deliberazione n. 136/04, quale Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti, in immissione ed in prelievo, alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica (di seguito: Regola tecnica di riferimento);
- prevedere, da parte dell'Autorità, la valutazione delle richieste di deroghe alla Regola tecnica di riferimento proposte delle imprese distributrici e l'eventuale approvazione delle richieste ritenute accettabili;
- definire l'iter procedurale relativo alla gestione delle eventuali richieste di deroga alla Regola tecnica di riferimento;

- definire gli ambiti di applicazione integrale e parziale della Regola tecnica di riferimento eventualmente implementata con le deroghe approvate dall'Autorità;
- disporre il rispetto della Regola tecnica di riferimento, eventualmente implementata con le deroghe approvate dall'Autorità, sia da parte dei soggetti richiedenti la connessione, ovvero già connessi, sia da parte delle imprese distributrici interessate dalla connessione;
- prevedere che eventuali criteri di esercizio, manutenzione o sviluppo della rete di distribuzione tali da incidere sugli aspetti realizzativi delle connessioni alle stesse reti disposte dalla Regola tecnica di riferimento possano esplicitati dalle imprese distributrici e le soluzioni proposte all'Autorità nell'ambito delle deroghe alla stessa Regola tecnica di riferimento;
- prevedere che le deroghe alla Regola tecnica di riferimento siano costituite da aspetti sostitutivi e non ulteriori rispetto a quanto previsto nella stessa regola;
- promuovere il processo di adeguamento degli impianti nella disponibilità degli utenti alla Regola tecnica di riferimento eventualmente implementata con le deroghe approvate dall'Autorità, salvaguardando l'economicità di tale adeguamento rispetto ai benefici che ne derivano anche nei confronti di tutti gli utenti connessi, e tenendo conto delle disposizioni contenute nell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 in ordine ai requisiti tecnici degli impianti dei clienti MT o delle altre utenze MT;
- disporre le modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza, di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 333/07, ai fini della attestazione dei requisiti tecnici per aver accesso agli indennizzi automatici in caso non sia rispettato il livello specifico di continuità del servizio per i clienti MT;
- consentire ad utenti con potenza disponibile pari ad almeno 5 MW caratterizzati da determinate configurazioni impiantistiche l'adozione di un ritardo all'intervento del proprio dispositivo generale al fine da conseguire un coordinamento selettivo delle proprie protezioni elettriche;
- prevedere forme di comunicazione specifica agli utenti MT in modo da promuovere il processo di adeguamento.

Ritenuto inoltre che:

- la disponibilità delle informazioni inerenti le caratteristiche degli utenti connessi alle reti elettriche di distribuzione, utili alla gestione delle regole tecniche di connessione di cui al presente provvedimento, sia un aspetto prioritario e necessario alla corretta gestione delle reti elettriche di distribuzione indipendentemente dalle predette regole tecniche, e che pertanto la sua eventuale costituzione debba essere ritenuta esclusa da previsioni in ordine ad una remunerazione ad essa dedicata

DELIBERA

1. di riconoscere la Norma CEI 0-16, di cui all'*Allegato A*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento, quale Regola tecnica di

riferimento per la connessione di utenti che immettono o prelevano dalle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV;

2. di prevedere che eventuali successivi aggiornamenti della Norma CEI 0-16, limitatamente a rettifiche di errori materiali ovvero a precisazioni e integrazioni finalizzate al miglioramento della comprensione del testo ovvero a garantire la corretta applicazione delle singole disposizioni, siano effettuati autonomamente dal CEI con preventiva informazione all'Autorità;
3. di approvare il documento inerente i criteri applicativi della Regola tecnica di connessione di cui all'*Allegato B*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento;
4. di approvare il documento inerente le modalità per l'effettuazione e la presentazione della dichiarazione di adeguatezza, di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 333/07, ai fini della attestazione dei requisiti tecnici per aver accesso agli indennizzi automatici in caso non sia rispettato il livello specifico di continuità del servizio per i clienti MT, di cui all'*Allegato C*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 18 marzo 2008

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Norma Italiana

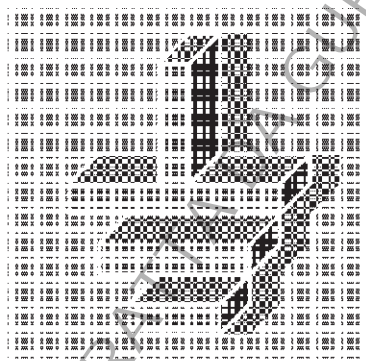
CEI 0-16

Data Pubblicazione	*Edizione*
2008-02	Prima
Classificazione	*Fascicolo*
0-16	9251

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica

Title

Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company

ELETTROTECNICA GENERALE E MATERIALI PER USO ELETTRICO

CEI COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO
AEIT FEDERAZIONE ITALIANA DI ELETTROTECNICA, ELETTRONICA, AUTOMAZIONE, INFORMATICA E TELECOMUNICAZIONI
CNR CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE

SOMMARIO

La presente Norma CEI è stata elaborata da un Gruppo di lavoro specialistico del CEI. Essa è stata preparata di concerto con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ed esplicita le regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione di energia elettrica in Alta Tensione e Media Tensione su tutto il territorio nazionale: ciò a seguito della liberalizzazione del mercato interno per l'energia che oggi presenta un non trascurabile numero di Imprese in concessione per la distribuzione suddetta.
La presente Norma fornisce le prescrizioni di riferimento per la corretta connessione degli impianti degli Utenti tenendo conto delle caratteristiche funzionali, elettriche e gestionali della maggior parte delle reti italiane. Le prescrizioni tengono conto sia delle esigenze della distribuzione dell'energia elettrica e della sicurezza funzionale delle reti, sia delle esigenze degli Utenti che dovranno essere connessi a queste ultime.
Tutti i Distributori, nel formulare in dettaglio ai loro Utenti le prescrizioni di connessione, attenendosi alla presente Norma, mettono in pratica un comportamento uniforme, trasparente e non discriminatorio sul territorio nazionale.
Le prescrizioni della presente Norma sono finalizzate alla connessione alle reti di distribuzione purché gli impianti dei relativi utenti siano conformi ad essa.
La presente Norma si applica alle nuove utenze e parzialmente anche alle esistenti: le regole per queste ultime sono fissate dall'AEEG.

DESCRITTORI / DESCRIPTORS

Distribuzione - Distribution; Rete AT - HV network; Rete MT - MV network; Utente attivo - Active consumer; Utente passivo - Passive consumer

COLLEGAMENTI/RELAZIONI TRA DOCUMENTI

Nazionali
Europei
Internazionali
Legislativi
Legenda

INFORMAZIONI EDITORIALI

Norma Italiana	CEI 0-16	*Pubblicazioni*	Norma Tecnica	*Carattere Doc.*	
Stato Edizione	In vigore	*Data Validità*	2008-2-28	*Ambito Validità*	Nazionale
		In data			
		In data			
Varianti	Nessuna				
Ed. Prec. Fasc.	Nessuna				
Comitato Tecnico	CT 0-Applicazione delle Norme e testi di carattere generale				
Approvata da	Presidente del CEI			*In data*	2008-2-13
Sottoposta a	inchiesta pubblica come Progetto C. 970			*Chiusura in data*	2007-12-5
Gruppo Abb.	1	*Sezioni Abb.*	B		
ICS					
CDU					

INDICE

REGOLA TECNICA DI RIFERIMENTO PER LA CONNESSIONE DI UTENTI ATTIVI E PASSIVI ALLE RETI AT ED MT DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI DI ENERGIA ELETTRICA

Parte 1 – Oggetto, scopo e definizioni

1 Oggetto e scopo della Norma

La presente Norma ha lo scopo di definire i criteri tecnici per la connessione degli Utenti alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV fino a 150 kV.[1]

Le soluzioni tecniche indicate nel presente documento rappresentano lo stato dell'arte attualmente praticabile. Soluzioni alternative rispetto a quelle qui indicate, in grado di ottenere le stesse prestazioni richieste in termini di affidabilità e di sicurezza, possono essere praticate, a condizione che siano preventivamente sottoposte ed accettate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (nel seguito AEEG) su proposta di un'apposita Commissione Tecnica costituita in accordo con la stessa AEEG.

Gli impianti oggetto della presente Norma devono essere costruiti a regola d'arte e a tal fine è sufficiente la rispondenza alle norme del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI). I riferimenti a tutte le norme CEI nel presente testo devono essere intesi in tal senso[2].

2 Campo di applicazione

La presente Norma si applica alle reti delle imprese distributrici di energia elettrica e agli impianti elettrici degli Utenti dei servizi di distribuzione e di connessione alle reti di distribuzione, nel seguito denominati Utenti della rete (Utenti). Gli Utenti della rete sono i soggetti titolari di:

– impianti di utilizzazione non comprendenti unità di consumo rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
– impianti di utilizzazione comprendenti unità di consumo rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica (a questi impianti si applicano inoltre le regole tecniche stabilite dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (nel seguito, Gestore) per gli aspetti riguardanti il dispacciamento);
– impianti di produzione non comprendenti unità di produzione rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica,
– impianti di produzione comprendenti unità di produzione rilevanti connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica (a questi impianti si applicano inoltre le regole tecniche stabilite dal Gestore per gli aspetti riguardanti il dispacciamento, la misura, la programmazione delle manutenzioni, nonché per aspetti riguardanti i dispositivi di controllo e protezione)[3];
– reti interne di utenza, come definite dalle vigenti disposizioni dell'AEEG;
– reti di distribuzione nell'ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione.

---

(1) Le prescrizioni della presente Norma si applicano per analogia anche ai limitatissimi casi di connessioni di Utenti a cabine primarie con livelli di tensione 220 kV/ MT, con riferimento alla sola connessione in antenna da CP.

(2) L'esecuzione di attività elettriche necessarie al soddisfacimento tecnico-amministrativo dei lavori, cui darà luogo la presente Norma, possono essere affidate ad imprese appaltatrici. In tal caso, si raccomanda che le imprese appaltatrici delle suddette attività siano qualificate da appositi Organismi all'uopo costituiti. Qualora ciò avvenga, è opportuno che gli Organismi qualificatori che si propongono, e le imprese che volessero qualificarsi presso gli stessi Organismi, facciano riferimento alla Specifica tecnica costituita dal documento europeo CEI TS 50349:2007. Naturalmente, le procedure/prescrizioni previste nella predetta Specifica Tecnica avranno carattere di orientamento e potrebbero essere adattate alle peculiarità delle diverse situazioni possibili: in particolare, in ragione della tipologia delle attività cui si voglia partecipare e dell'entità degli appalti cui si vuole accedere.

(3) In fase di richiesta della connessione, l'Utente ha come interfaccia il Gestore della Rete. Successivamente, a connessione stabilita, in fase di esercizio, il soggetto titolare di impianti di produzione comprendenti unità di produzione rilevanti si rapporterà anche con il Distributore. A tale scopo, il Regolamento di Esercizio (previsto nell'ambito del Contratto per la Connessione) deve essere redatto congiuntamente dall'Utente, dal Distributore e dal Gestore di rete.

La presente Norma si applica alle nuove connessioni (applicazione integrale); la sua applicazione agli impianti degli Utenti già connessi è definita dall'AEEG.

3 Definizioni - convenzioni

Convenzionalmente, nel seguito della presente Norma, la dizione "a monte" identifica i circuiti verso la rete rispetto al punto considerato; dualmente, la dizione "a valle" identifica i circuiti verso l'impianto di Utente rispetto al punto considerato.

Ai fini della presente Norma si applicano le seguenti definizioni.

3.1 Buco di tensione

Diminuzione improvvisa della tensione di alimentazione ad un valore compreso tra il 90% e l'1% della tensione nominale U_n seguita da un ripristino dopo un breve periodo di tempo; il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi.

La profondità di un buco di tensione è definita come differenza tra il minimo valore efficace della tensione tra le fasi durante il buco e la tensione dichiarata tra le fasi.

La durata di un buco di tensione è la differenza temporale tra l'istante di inizio della diminuzione della tensione e l'istante nel quale la stessa tensione ritorna oltre il 90% della tensione nominale.

3.2 Cabina Primaria (CP)

Stazione elettrica alimentata in AT, provvista di almeno un trasformatore AT/MT dedicato alla rete di distribuzione.

3.3 Carichi essenziali (relativi a impianti di produzione)

Carichi elettrici direttamente associati al processo di produzione di energia elettrica del produttore ed indispensabili alla continuità dello stesso processo di produzione di energia elettrica.

3.4 Carichi privilegiati (relativi a impianti di produzione)

Parte dei carichi elettrici presenti nell'impianto (ai fini della presente Norma, nell'impianto di produzione), cui l'Utente intende garantire una particolare continuità. In caso di funzionamento separato dalla rete elettrica di distribuzione, i carichi privilegiati sono tipicamente alimentati dall'impianto di produzione dopo l'apertura dell'interruttore di interfaccia. I carichi privilegiati comprendono i carichi essenziali.

3.5 Carichi propri

Tutti i carichi elettrici presenti nell'impianto di produzione di energia elettrica o a questo direttamente connessi senza l'interposizione della rete di distribuzione.

3.6 Cavo di collegamento

Tratto di cavo, completo di terminazioni, che collega il punto di consegna ai morsetti di entrata del Dispositivo Generale di Utente MT. In proposito vedasi anche la Fig. 19.

3.7 Compatibilità elettromagnetica (EMC)

Capacità di un dispositivo (apparecchiatura o sistema) di funzionare correttamente nel suo ambiente elettromagnetico, senza introdurre nell'ambiente stesso disturbi elettromagnetici superiori all'emissione consentita.

3.8 Connessione

Collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste, almeno in un punto, la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima.

3.9 Dispositivo di parallelo

Apparecchiatura automatica che permette di effettuare il parallelo tra reti o tra rete e generatore.

3.10 Dispositivo di generatore

Apparecchiatura di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

3.11 Dispositivo di interfaccia

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

3.12 Dispositivo di montante

Apparecchiatura di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione di un intero montante dell'Utente dalla rete.

3.13 Dispositivo generale di Utente (DG)

Apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete.

3.14 Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui dispone.

3.15 Esercizio

Insieme delle attività finalizzate al funzionamento con continuità di un determinato sistema o impianto elettrico. L'esercizio degli impianti comprende, tra l'altro, le attività di conduzione e pronto intervento.

3.16 Fabbisogno

Domanda di energia elettrica che il sistema elettrico nazionale deve soddisfare; presenta un andamento temporale variabile, nel corso della giornata, del mese e dell'anno.

3.17 Flicker

Impressione soggettiva della variazione della luminanza di lampade ad incandescenza, o fluorescenti, dovuta a fluttuazioni rapide della tensione di alimentazione.

L'intensità di questo tipo di disturbo viene definita in osservanza con il metodo di misura UIE-IEC, e viene valutata mediante le seguenti quantità:

- severità di breve durata del flicker (P_{st}), misurata in un intervallo di 10 min;
- severità di lunga durata del flicker (P_{lt}), calcolata a partire da una sequenza di 12 valori di P_{st} su un intervallo di 2 h.

3.18 Funzionamento della rete in condizioni eccezionali

Condizioni di funzionamento della rete, normalmente di breve durata, che seguono le separazioni di rete, la perdita di grandi porzioni di carico e/o di grandi produzioni, ecc.

3.19 Funzionamento della rete in condizioni normali

Condizioni di funzionamento della rete nella quale viene soddisfatta pienamente la richiesta di energia elettrica senza modificare le condizioni di sicurezza e senza che, in regime stazionario, vengano superati i limiti di funzionamento di alcun componente del sistema elettrico.

3.20 Funzionamento in isola

Possibilità di alimentare una rete in isola da parte di un impianto di produzione di energia elettrica.

3.21 Gestore della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale)

Soggetto che esercita le funzioni di dispacciamento, di sviluppo ed esercizio relative alla Rete di Trasmissione Nazionale.

3.22 Grado di dissimmetria della tensione

È il rapporto tra l'ampiezza della componente di sequenza inversa e quella di sequenza diretta di un sistema trifase di tensioni. In un sistema trifase, la dissimetria è la condizione nella quale i valori efficaci delle tensioni di fase e/o gli angoli di fase tra fasi consecutive non sono uguali.

3.23 Gruppo di generazione

Complesso costituito dall'insieme del motore primo e del generatore elettrico.

3.24 Impianto di produzione

Insieme del macchinario, dei circuiti, dei servizi ausiliari, delle apparecchiature e degli eventuali carichi per la generazione di energia elettrica.

3.25 Impianto di autoproduzione

Ai fini della presente Norma, l'impianto di autoproduzione è un particolare impianto di produzione.

3.26 Impianto di cogenerazione

Ai fini della presente Norma, l'impianto di cogenerazione è un particolare impianto di produzione, tipicamente destinato alla produzione di energia e calore.

3.27 Impianto di utenza (o di Utente)

Impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

3.28 Impianto utilizzatore

Insieme del macchinario, dei circuiti, delle apparecchiature destinate all'utilizzo di energia elettrica.

3.29 Impianto per la connessione

L'insieme degli impianti necessari per la connessione alla rete di un impianto di utenza.

3.30 Impianto di rete per la connessione

La porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore (vedi Fig. 16).

3.31 Impianto di rete per la consegna (impianto di consegna)

La porzione di impianto di rete per la connessione adiacente all'impianto di utenza per la connessione, installata su aree (in locali) messe a disposizione dall'Utente, tipicamente al confine tra la proprietà dell'Utente medesimo e il suolo pubblico. Il punto di consegna è individuato al confine tra l'impianto di rete per la consegna e l'impianto di utenza per la connessione (vedi Fig. 16).

3.32 Impianto di utenza per la connessione

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione (vedi Fig. 16).

3.33 Interruzione dell'alimentazione

Condizione nella quale la tensione tra le fasi è inferiore all'1% della tensione nominale U_r.

L'interruzione si definisce lunga, se ha durata maggiore di 3 min, breve se ha durata maggiore di 1 s e non superiore a 3 min, transitoria se non superiore ad 1 s.

3.34 Limite di emissione Utente

Massima emissione di disturbo in rete consentita all'Utente connesso alla rete stessa.

3.35 Livello di compatibilità

Valore di disturbo elettromagnetico, con assegnata probabilità di non essere superato, cui può essere esposta un'apparecchiatura funzionante all'interno di un sistema elettrico.

3.36 Livello di emissione

Valore di disturbo elettromagnetico, con assegnata probabilità di non essere superato, generato da un'apparecchiatura funzionante all'interno di un sistema elettrico.

3.37 Livello di emissione trasferita

Massimo valore di disturbo elettromagnetico trasferibile ad una rete con un certo livello di tensione da parte di reti con altri livelli di tensione.

3.38 Pianificazione della rete di distribuzione

Attività finalizzata alla previsione dello sviluppo della rete di distribuzione su un orizzonte temporale di alcuni anni. Ai fini delle connessioni, le informazioni da fornire all'Utente da connettere si riferiscono al piano di sviluppo correntemente previsto dal Distributore all'atto della richiesta di connessione.

3.39 Potenza efficiente

Potenza attiva massima erogabile, di un gruppo o di un impianto di generazione, che può essere prodotta con continuità (tipico dei gruppi di produzione termoelettrici) o per un determinato numero di ore (tipico dei gruppi di produzione idroelettrici).

3.40 Potenza disponibile

Massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che l'Utente finale sia disalimentato. La potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di connessione (allacciamento).

3.41 Potenza immessa nella rete

Potenza attiva che transita sul collegamento o sui collegamenti fra l'impianto di produzione e la rete. Detta potenza può essere inferiore alla potenza efficiente dell'impianto di produzione.

3.42 Potenza nominale

Potenza apparente massima a cui un generatore o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate.

3.43 Programmazione dell'esercizio

Insieme di attività che consentono di assicurare la copertura ottimale del fabbisogno, in energia ed in potenza, con prefissati livelli di rischio e di qualità.

3.44 Punto di confine

Punto tra la rete e l'impianto di Utente per la connessione, dove avviene la separazione di proprietà tra rete e Utente.

3.45 Punto di consegna

Punto tra la rete e l'impianto di Utente per la connessione, dove avviene lo scambio dell'energia tra rete e Utente (vedi Fig. 16 per AT, e Fig. 19 per MT). Esso può coincidere con il punto di confine.

3.46 Punto di connessione

Punto della rete (nell'assetto preesistente la connessione) nel quale si inserisce l'impianto di rete per la connessione (vedi Fig. 16).

3.47 Punto di immissione

Punto di immissione come definito ai sensi delle vigenti disposizioni regolatorie (Delibera 5/04 AEEG).

3.48 Punto di prelievo

Punto di prelievo come definito ai sensi delle vigenti disposizioni regolatorie (Delibera 5/04 AEEG).

3.49 Rete (rete di distribuzione, rete di distribuzione pubblica)

Rete elettrica AT o MT alla quale possono collegarsi gli Utenti, gestita da un'impresa distributrice.

3.50 Rete AT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 45 kV fino a 150 kV compreso (livelli di tensione superiori non sono considerati nella presente Norma).

3.51 Rete AAT

Sistema a tensione nominale tra le fasi oltre 150 kV.

3.52 Rete BT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 50 V fino a 1 kV compreso se in c.a. o superiore a 120 V fino a 1,5 kV compreso se in c.c.

3.53 Rete in isola

Porzione di rete elettrica non connessa con la restante rete elettrica di distribuzione pubblica.

3.54 Rete MT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV se in c.a. o superiore a 1,5 kV se in c.c. fino a 45 kV compreso.

3.55 Rete previsionale

Assetto della rete di distribuzione come risultante dall'attività di pianificazione definita in 3.38.

3.56 Rifiuto di carico

Condizione di funzionamento di un gruppo di generazione, il quale, dopo un distacco dalla rete per eventi esterni, continua ad alimentare i propri servizi ausiliari, in modo da poter effettuare nel più breve tempo possibile il rientro in parallelo con la rete.

3.57 Richiusura rapida

Richiusura automatica unipolare o tripolare di un interruttore che avviene di Norma entro 1 s dalla precedente apertura automatica per guasto.

3.58 Servizi ausiliari di rete

Servizi necessari a sostenere la distribuzione dell'energia elettrica ed a mantenere il funzionamento affidabile della rete.

3.59 Servizi ausiliari per impianti di produzione

Servizi direttamente necessari al funzionamento dell'impianto di produzione.

3.60 Servizio di regolazione della frequenza

Azione di mantenimento della frequenza a 50 Hz attraverso il bilancio tra potenza immessa nella rete, potenza prelevata e perdite.

3.61 Servizio regolazione della tensione

Azione di mantenimento di delle tensioni nei nodi della rete entro limiti specificati.

3.62 Sistema di Protezione Generale (SPG)

Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale, composto da:

- trasduttori di corrente (e, se previsti, trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
- relé di protezione con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura dell'interruttore.[4]

(4) Ai fini della presente Norma, il SPG non comprende il DG. Una o più funzioni del SPG possono essere assolte da un unico dispositivo (SPG integrato).

3.63 Stazione/cabina di connessione

Stazione/cabina elettrica facente parte della rete cui l'impianto di consegna è collegato da una o più linee elettriche. (La stazione/cabina di connessione, tipicamente, è preesistente all'impianto di consegna e all'impianto dell'Utente).

3.64 Servizio di interrompibilità del carico

Servizio fornito dalle unità di consumo rilevanti connesse a reti con obbligo di connessione di terzi dotate, in ogni singolo punto di prelievo, di apparecchiature di distacco del carico conformi alle specifiche tecniche definite dal Gestore e disponibili a distacchi di carico con le modalità definite dal Gestore stesso.

3.65 Sistema con neutro efficacemente a terra

Sistema nel quale, in caso di contatto franco a terra di una fase, la tensione verso terra delle fasi sane, escluso il periodo transitorio, non supera in nessun punto l'80% della tensione nominale tra le fasi.

3.66 Tensione armonica

Tensione sinusoidale la cui frequenza è un multiplo intero della frequenza fondamentale della frequenza di rete.

La tensione armonica è valutata in base a:

- l'ampiezza relativa alla componente fondamentale,
- l'effetto complessivo di più armoniche, che è rappresentato dal fattore di distorsione armonica THD definito come

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2}$$

dove u_h è il rapporto tra l'ampiezza della componente armonica e l'ampiezza della componente fondamentale.

3.67 Tensione di esercizio dichiarata (tensione dichiarata)

La tensione di esercizio dichiarata è normalmente la tensione nominale del sistema U_n. Se, per accordo tra il Distributore e l'Utente, viene fornita nel punto di consegna una tensione diversa dalla nominale, allora la tensione di esercizio dichiarata è questa tensione concordata.

3.68 Utente della rete (Utente)

Soggetto che utilizza la rete per immettere o prelevare energia elettrica.

3.69 Unità di consumo

Insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alla rete, anche indirettamente, tali che i prelievi di energia elettrica da parte di tali insiemi siano misurabili autonomamente.

3.70 Unità di consumo non rilevanti

Tutte le Unità di consumo non rientranti nella definizione di Unità di consumo rilevanti.

3.71 Unità di consumo rilevanti

Unità di consumo i cui programmi di prelievo risultano rilevanti, tenendo conto della potenza disponibile della medesima e dei limiti della capacità di trasporto, ai fini della previsione da parte del Gestore del fabbisogno di risorse per il diispacciamento.

3.72 Unità di produzione

Insieme di impianti elettrici, per la produzione di energia elettrica, connessi alle reti di distribuzione anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza, tali che le immissioni di energia elettrica relative a tale insieme siano misurabili autonomamente. Le unità reversibili di generazione e pompaggio sono considerate unità di produzione.

3.73 Unità di produzione rilevanti

Unità di produzione con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA (si veda il Codice di Rete).

3.74 Unità di produzione non rilevanti

Tutte le Unità di produzione non rientranti nella definizione di Unità di produzione rilevanti.

3.75 Variazione della tensione

Aumento o diminuzione della tensione generalmente provocato dalla variazione del carico e/o della generazione totale del sistema o di una parte di esso.

3.76 Variazione rapida della tensione

Variazione del valore efficace della tensione tra due livelli consecutivi stabili. Si considerano livelli stabili se mantenuti per tempi prestabiliti (ad esempio, 200 ms).

Parte 2 – Caratteristiche degli utenti, delle reti, dei criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti AT ed MT

4 Caratteristiche degli Utenti e loro classificazione

Gli Utenti direttamente connessi alla rete di distribuzione AT e MT sono soggetti esercenti:

- impianti di produzione;
- impianti di utilizzazione;
- reti interne di utenza, secondo le definizioni dell'AEEG;
- reti di distribuzione (nell'ambito dello stabilimento e del mantenimento delle connessioni tra reti di distribuzione).

Ai fini delle regole tecniche di connessione, in particolare di cui agli articoli 7 e 8, gli Utenti della rete di distribuzione si distinguono in:

- Utenti attivi. A tale categoria di Utenti appartengono gli impianti che contengono qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete.
- Utenti passivi. A tale categoria appartengono tutti gli impianti non ricadenti nella definizione precedente.

4.1 Impianti utilizzatori

Ai fini della presente Norma, gli impianti utilizzatori possono essere caratterizzati secondo i seguenti criteri:

- potenza;
- sensibilità dei carichi alla qualità dell'alimentazione;
- disturbi immessi in rete;
- interrompibilità.

Tali criteri, non esaustivi, hanno lo scopo di caratterizzare, in maniera semplificata, gli impianti di utilizzazione rispetto alle loro esigenze minime e ai fattori che le influenzano.

4.1.1 Sensibilità dei carichi alla qualità dell'alimentazione

Gli impianti utilizzatori possono essere caratterizzati in funzione della sensibilità alla continuità del servizio e alle diverse caratteristiche della tensione nelle due seguenti categorie:

- carichi non sensibili;
- carichi sensibili.

I carichi possono essere sensibili alla continuità dell'alimentazione (interruzioni dell'alimentazione) e alle diverse caratteristiche della tensione, quali:

- buchi di tensione;
- variazioni di tensione;
- sovratensioni;
- variazioni di frequenza;
- armoniche;
- dissimmetria della tensione trifase.

Un elenco non esaustivo di apparecchi sensibili è riportato in Tab. 1.

Tabella 1 – Apparecchi sensibili

	FENOMENO CONSIDERATO	APPARECCHIO SENSIBILE	CONSEGUENZE
(a)	Buchi di tensione: $\Delta V \leq 30\%\ V_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100$ ms	Apparati elettronici digitali di controllo di processo o macchinari calcolatori in genere	Arresti e/o anomalie dei processi/macchinari
		Azionamenti a velocità variabile (elettronica di potenza)	Interventi delle protezioni dell'elettronica di potenza
	Buchi di tensione: $\Delta V \geq 30\%\ V_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100$ ms	In aggiunta a quanto sopra, caduta dei dispositivi elettromeccanici (relé ausiliari, teleruttori)	Arresto quasi globale di tutte le utenze
(b)	Sovratensioni non impulsive (lunga durata)	Motori e macchine elettriche Bobine di contattori Lampade a incandescenza	Riduzione di vita degli isolamenti
	Variazioni lente di tensione $\Delta V = \pm 10\%\ V_N$	Impianti di illuminazione Gli stessi apparecchi di **(a)** e **(b)**	In caso di riduzione, rallentamento o arresto di motori elettrici: le stesse conseguenze di **(a)** e **(b)**
	Sovratensioni impulsive	Componenti elettronici sia di controllo che di potenza.	Perforazione isolamenti
		Motori, cavi e macchinario elettrico in genere	Danneggiamento ai circuiti elettronici
	Transitori di commutazione (ponti convertitori, tecniche chopper)	Linee trasmissione dati e segnali a basso livello di potenza. Apparecchi elettronici di controllo	Malfunzionamento dei sistemi di controllo e di elaborazione dati.
	Armoniche	Condensatori	Sovrariscaldamento e danneggiamento condensatori
		Relé di protezione	Interventi intempestivi relé di protezione
		Collegamenti a basso livello di potenza	Malfunzionamento sistemi di controllo e trasmissione dati
		Motori e macchine rotanti	Incremento delle perdite di motori, trasformatori e cavi e conseguente.Sovrariscaldamento
		Trasformatori	
		Cavi elettrici	
	Dissimmetrie e squilibri	Motori elettrici e macchine rotanti in genere	Sovrariscaldamento

4.1.2 Carichi disturbanti

Gli impianti di utilizzazione possono essere caratterizzati in funzione dei disturbi immessi in rete nelle seguenti categorie:

- carichi non disturbanti;
- carichi distorcenti (carichi non lineari tra cui azionamenti a velocità variabile, lampade, convertitori statici, elettrodomestici, forni ad arco, saldatrici, trasformatori, motori, ecc.);
- carichi fluttuanti (saldatrici, motori di taglia elevata avviati direttamente i modo ripetuto nel tempo, inserzione di trasformatori, ecc.).

Un elenco non esaustivo di apparecchi disturbanti è riportato in Tab. 2

Tabella 2 – Apparecchi disturbanti

APPARECCHI	DISTURBI GENERATI					
	SQ	FT	VT	AR	FS	RE
Riscaldamento a resistenza	(1)		(2)	(3)		
Forni domestici						
– Microonde	(1)		•		•	•
– infrarossi	(1)		•			
Forni industriali						
– a induzione	•		•	•	•	•
– HF			•	•	•	•
– UHF			•	•	•	•
– Plasma			•			
– arco	•	•	•	•	•	
Saldatrici						
– a resistenza	•	•	•			
– ad arco		•	•	(3)		
Motori						
– asincroni (es. per compressori)	•	•	•	•		
– a velocità variabile	•	•		•		
Trasformatori			•	•		
Convertitori						
– ca/cc			•	•		
– ca/ca e ciclo-convertitori			•	•	•	
Elettroerosione				•		
Lampade a scarica				•		
Televisori				•	•	
Radiologia				•	•	

Legenda

SQ = dissimmetrie e squilibri
FT = fluttuazioni di tensione (flicker)
VT = variazioni di tensione
AR = armoniche
FS = frequenze spurie
RE = radioemissione
(1) se monofase
(2) all'inserzione, quando la potenza non è piccola rispetto a quella di cortocircuito della rete
(3) se a controllo elettronico

Tutti i carichi presenti sull'impianto dell'Utente, se disturbanti, devono rispettare le Norme CEI che regolamentano i disturbi condotti e indotti nella rete cui essi sono collegati, al fine di non introdurre degrado alla qualità del servizio della rete.

I disturbi massimi che possono essere immessi nella rete sono indicati dal Distributore tenendo conto dei margini disponibili nella zona di rete interessata e riguardano:

– variazioni di tensione (lente e rapide);
– fluttuazioni di tensione (flicker);
– armoniche;
– squilibrio delle fasi.

Per la definizione di queste grandezze, il riferimento normativo è la Norma CEI EN 50160. Per i criteri di valutazione, un attuale riferimento tecnico (pur non esaustivo di tutti i fenomeni sopra citati) è rappresentato dai rapporti tecnici IEC TR 61000-3-6 per le armoniche, IEC TR 61000-3-7(5) per il flicker e variazioni rapide e IEC TR 61000-3-13 per gli squilibri.

4.1.3 Utenti interrompibili

Si definiscono Utenti Interrompibili quegli Utenti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura del servizio di interrompibilità limitatamente ad alcuni carichi all'interno del proprio sito industriale.

L'architettura di controllo prevede che l'Utente Interrompibile debba dotarsi di un collegamento per la trasmissione dati tra il proprio sito industriale ed una sede del Gestore, generalmente la più vicina. Inoltre, presso il sito industriale è installata una macchina di teleoperazioni, denominata Unità Periferica di Distacco Carichi (UPDC) che acquisisce la misura del carico asservito in tempo reale e quella di tutto il sito industriale, nonché altre informazioni ausiliarie, ed attua il comando di distacco su ordine proveniente dalle sale controllo del Gestore.

4.2 Impianti di produzione

Ai fini della presente Norma, gli impianti di produzione di energia sono classificati soltanto in relazione alla potenza e ai disturbi immessi in rete.

4.2.1 Potenza

La potenza efficiente degli impianti di produzione influisce sulla scelta del livello di tensione della connessione alle reti di distribuzione.

4.2.2 Impianti di produzione disturbanti

Gli impianti di produzione possono essere catalogati in funzione dei disturbi immessi in rete nelle seguenti categorie:

- impianti non disturbanti;
- impianti connessi tramite dispositivi distorcenti (per esempio impianti connessi tramite convertitori statici);
- impianti a produzione fluttuante (per esempio impianti eolici).

Un elenco non esaustivo degli impianti di produzione disturbanti è riportato in Tab. 3.

(5) Per le variazioni rapide, è allo studio un metodo per la valutazione delle stesse, basato sulla comparazione tra la potenza di cortocircuito nel nodo di connessione e la potenza disponibile all'Utente. L'Allegato F contiene alcuni valori informativi tratti da tale studio.

Tabella 3 – Impianti di produzione disturbanti

IMPIANTI DI PRODUZIONE	DISTURBI GENERATI					
	SQ	FT	VT	AR	FS	RE
Impianti eolici connessi tramite:						
– generatori asincroni		•	•			
– generatori asincroni a doppia alimentazione		•	•	•	•	•
generatore sincrono + convertitore statico ca/ca		•	•	•	•	•
Impianti connessi tramite generatori asincroni			•			
Impianti connessi tramite convertitori:						
– cc/ca				•	•	•
– ca/cc – cc/ca				•	•	•

Legenda

SQ = Squilibrii
FT = Fluttuazioni di tensione (flicker)
VT = variazioni di tensione
AR = armoniche
FS = frequenze spurie
RE = radioemissione

4.3 Reti interne di utenza

Le reti interne di utenza sono definite secondo le vigenti delibere dell'AEEG.

4.4 Reti di distribuzione

Gli Utenti, nell'ambito della realizzazione e del mantenimento della connessione tra reti di distribuzione, sono i soggetti titolari di:

- cabine primarie connesse a reti AT di altro Distributore;
- porzioni di reti di distribuzione MT connesse a reti di distribuzione MT di altri proprietari;
- porzioni di reti di distribuzione AT connesse a reti di distribuzione AT di altri proprietari.

5 Caratteristiche delle reti

Nel seguito si descrivono le caratteristiche principali delle reti di distribuzione; tali caratteristiche devono essere prese in considerazione per il collegamento degli Utenti alla rete stessa.

5.1 Caratteristiche delle reti AT

5.1.1 Caratteristiche strutturali

5.1.1.1 Livelli di tensione e frequenza

La rete AT è costituita da sezioni a tensione nominale (U_n) maggiore di 45 kV e minore o uguale a 150 kV ad una frequenza nominale (f_n) di 50 Hz.

5.1.1.2 Stato del neutro

Le reti AT con tensione nominale (U_n) ≥ 100 kV hanno il neutro connesso efficacemente a terra. Le reti AT con tensioni nominali inferiori possono essere esercite con differenti stati del neutro.

5.1.1.3 Corrente di cortocircuito trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature

Valore della corrente di cortocircuito assunta per la scelta delle apparecchiature che deve essere comunicato dal Distributore all'Utente.

5.1.1.4 Corrente di cortocircuito monofase massima ai fini del dimensionamento dell'impianto di terra

Valore della corrente di cortocircuito monofase assunta per il dimensionamento dell'impianto di terra che deve essere comunicato dal Distributore all'Utente.

5.1.1.5 Corrente di cortocircuito trifase massima di esercizio nel punto di connessione

Valore massimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nell'assetto normale di esercizio di rete e con massima generazione.

5.1.1.6 Corrente di cortocircuito trifase minima di esercizio nel punto di connessione

Valore minimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nell'assetto normale di esercizio di rete e con minima generazione.

5.1.1.7 Corrente di cortocircuito trifase minima convenzionale nel punto di connessione

Il valore minimo convenzionale della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione deve essere comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nell'assetto di rete N-1 (il quale prevede l'indisponibilità del componente del sistema elettrico - linea, generatore, trasformatore di interconnessione - che ha la maggiore influenza sui valori totali delle correnti di cortocircuito nel punto in esame) e con minima generazione.

Quindi il calcolo delle correnti e delle potenze di cortocircuito minime viene effettuato con riferimento a una rete nelle condizioni normali di esercizio, considerando in servizio solo parte del parco di generazione disponibile (situazione di minima generazione in ore vuote) ed assumendo la sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito pari al 100% della tensione nominale. Inoltre, il calcolo nei singoli nodi della rete deve poi essere eseguito ipotizzando indisponibile un componente del sistema elettrico.

Qualora l'impianto in esame sia esercito in antenna, il calcolo della corrente e della potenza di cortocircuito minima nel nodo viene eseguito riferendo la suddetta regola al primo nodo di alimentazione a monte che disponga di almeno due collegamenti attivi con la restante rete.

5.1.1.8 Corrente di guasto monofase a terra nel punto di connessione e tempo di eliminazione del guasto

Il valore della corrente di guasto monofase a terra (come definita in 5.1.1.4) e il tempo di eliminazione del guasto devono essere comunicati dal Distributore all'Utente in occasione della richiesta di connessione e ogni qualvolta si verifichino variazioni, come meglio dettagliato in 7.5.5.

I valori massimi delle correnti di guasto monofase a terra devono essere calcolati secondo la Norma CEI EN 60909-0 e, insieme al tempo di eliminazione del guasto, consentono di dimensionare e verificare l'efficacia degli impianti di terra, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-1 e dalla Guida CEI 11-37.

Il tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra deve essere calcolato secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 11-1.

L'impianto di terra dell'Utente, relativo alla connessione considerata, deve essere dimensionato in modo che la corrente di guasto a terra di cui sopra non dia luogo a tensioni di contatto e passo superiori ai valori ammissibili indicati nella Norma CEI 11-1, in relazione al tempo di eliminazione del guasto.

5.1.1.9 Livelli di tenuta degli isolamenti

I livelli minimi di tenuta degli isolamenti da applicarsi nell'impianto di Utente per la connessione devono essere comunicati dal Distributore e devono essere conformi a quanto prescritto dalle Norme CEI EN 60071-1 e CEI EN 60071-2, o superiori.

5.1.2 Caratteristiche di esercizio

5.1.2.1 Funzionamento della rete

I livelli di tensione delle reti AT sono determinati dalla struttura e dall'esercizio della RTN, a seconda della presenza di stazioni AAT/AT e di unità di generazione, nonché dalle regolazioni sulle medesime unità e stazioni. Pertanto tali valori sono determinati dal Gestore e riportati in un apposito documento che viene aggiornato periodicamente.

In tale documento sono riportati i livelli minimo e massimo del valore della tensione efficace nelle seguenti condizioni in cui può trovarsi l'esercizio del sistema elettrico:

- per il 95% del tempo in condizione di esercizio normale;
- per il 100% del tempo in condizione di esercizio normale o di allarme;
- in condizioni di emergenza o di ripristino.

Per i singoli punti di connessione, il Distributore deve comunicare all'Utente il valore medio del valore efficace della tensione (*tensione dichiarata*) e del relativo campo di variazione, nonché il valore della frequenza con relativo campo di variazione.

La frequenza di esercizio della rete in condizioni normali è di 50 Hz + 0,2%[(6)].

Nel funzionamento della rete in condizioni di emergenza o di ripristino i valori di frequenza possono variare nel campo +3%; –5%.

5.1.2.2 Eliminazione dei guasti

Il sistema di protezione della rete è strutturato e coordinato in modo da operare l'eliminazione selettiva del guasto in tempi allineati alle prestazioni delle apparecchiature di manovra e dei sistemi di protezione che la tecnologia rende disponibili.

Non sono adottate misure contro l'interruzione di fase.

In ogni caso, le protezioni adottate dal Distributore non hanno lo scopo di proteggere gli impianti di Utente; di conseguenza la protezione di tali impianti è esclusivamente a carico dell'Utente stesso.

Inoltre, come evidenziato dalla Norma CEI 11-1, i relé di protezione delle reti AT (protezioni distanziometriche, protezioni differenziali di linea, protezioni di massima corrente, ecc.) posti lungo i circuiti elettrici non sono assolutamente idonei ad assicurare la protezione contro i contatti diretti. Più in generale, a tal fine non sono ritenuti validi sistemi di protezione che realizzino l'interruzione automatica dei circuiti.

5.1.2.3 Automatismi di rete

La rete può essere dotata di automatismi quali:

- richiusure rapide uni/tripolari e/o richiusure lente tripolari, con eventuale controllo di parallelo;
- automazione delle sequenze di manovra;
- sistemi di teledistacco su evento (sia di carichi che di gruppi di generazione);
- alleggeritori di carico.

Il controllo del sovraccarico è di norma gestito in fase di dispacciamento e di esercizio in tempo reale della rete.

(6) Per la Sardegna collegata alla rete continentale con una linea in corrente continua e per la Sicilia in caso di indisponibilità del collegamento a 380 kV con la penisola, la frequenza in condizioni di esercizio normale è mantenuta con una tolleranza del ± 2%.

5.1.3 Qualità del servizio

La qualità del servizio può essere definita in relazione a:

- continuità del servizio;
- qualità della tensione.

La continuità del servizio va intesa come mancanza di interruzioni senza preavviso della fornitura di energia elettrica, mentre la qualità della tensione considera le caratteristiche della tensione quali ad esempio la frequenza, l'ampiezza e la forma d'onda.

La qualità del servizio è misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti della rete.

5.1.3.1 Continuità del servizio

Le interruzioni senza preavviso che si possono verificare si distinguono in:

- interruzioni lunghe (durata > 3 min);
- interruzioni brevi (1 s < durata ≤ 3 min);
- interruzioni transitorie (durata ≤ 1 s).

5.1.3.2 Qualità della tensione

Le caratteristiche della tensione da prendere in considerazione sono le seguenti:

- frequenza;
- ampiezza e variazione della tensione alla frequenza di rete;
- buchi di tensione;
- variazioni rapide della tensione;
- sovratensioni;
- tensioni armoniche;
- flicker;
- squilibrio di tensione.

Al fine di evitare il verificarsi di danni ai propri impianti, derivanti dalle distorsioni armoniche e dalle dissimmetrie presenti in rete, l'Utente, qualora lo ritenga opportuno, è tenuto ad adottare opportuni provvedimenti (per esempio, installare adeguate protezioni) che separino il proprio impianto dalla rete al superamento dei limiti fissati dall'Utente stesso. L'intervento di tali protezioni, nel caso di Utenti attivi, deve essere concordato con il Distributore (e/o il Gestore per unità di produzione rilevanti).

5.1.4 Conduzione delle reti di distribuzione

Il Distributore garantisce il funzionamento delle reti, nei limiti delle prestazioni delle reti stesse.

Il Distributore è responsabile della conduzione delle reti, della relativa manutenzione e della sicurezza di persone e cose nei limiti stabiliti dalle vigenti leggi e norme tecniche.

La conduzione delle reti di distribuzione comprende la supervisione dello stato degli impianti, l'esecuzione delle manovre ed il pronto intervento. Le manovre (ordinarie, in emergenza e di messa in sicurezza) sono eseguite, automaticamente o manualmente, mediante sistemi di telecontrollo o tramite il presidio degli impianti e sono concordate tra il Distributore e il Gestore.

Per le necessità di esercizio delle reti di distribuzione, i criteri delle manovre di connessione e distacco degli impianti di produzione con potenza inferiore a 10 MVA e degli impianti di utilizzazione direttamente connessi alle reti di distribuzione AT sono concordati tra il Distributore e l'Utente, mentre per gli impianti di produzione con potenza superiore a 10 MVA il Distributore deve concordare le manovre con il Gestore.

Se per l'esecuzione di manovre per la messa in sicurezza per lavori devono essere coinvolte parti di impianti di proprietà di terzi, questi devono rendersi disponibili per l'effettuazione delle manovre stesse, secondo quanto previsto nel Regolamento di Esercizio.

5.1.5 Sistemi di comunicazione

Nella rete possono essere presenti apparati di misura, di trasmissione dati e d'interfaccia per la ricezione di segnali di telescatto, teleregolazione e telecomando. Ad eccezione dei sistemi di comunicazione degli apparati di misura, gli standard non sono uniformi su tutta la rete.

5.1.6 Indisponibilità per lavori

Precedentemente all'entrata in servizio di un generico impianto per il quale è prevista la connessione alla rete, il Distributore, coordinandosi con il Gestore, con gli altri soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi e con l'Utente, definisce il numero massimo prevedibile di giorni annuali di interruzione per manutenzione programmata. Limitazioni allo scambio di potenza con gli Utenti possono essere necessarie durante la manutenzione programmata in zone di rete non adeguatamente magliate; tali limitazioni sono preliminarmente comunicate agli Utenti coinvolti.

In occasione di qualsiasi intervento di manutenzione programmata, il Distributore definisce i programmi di manutenzione coordinandosi con il Gestore, con gli altri soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi e tenendo conto delle esigenze degli Utenti.

In caso di interventi straordinari che comportino l'adozione di schemi di rete provvisori, il Distributore può, se necessario e per il tempo strettamente necessario, limitare lo scambio di potenza con gli Utenti.

5.2 Caratteristiche delle reti MT

5.2.1 Caratteristiche strutturali

5.2.1.1 Livelli di tensione e frequenza

Nelle reti MT sono maggiormente diffusi due valori di tensione di esercizio: 15 kV e 20 kV. Alcune porzioni del sistema di MT sono esercite con differenti livelli (23 kV, 9 kV, ecc)[7]. La frequenza nominale (f_n) è di 50 Hz.

5.2.1.2 Stato del neutro

La rete MT è gestita prevalentemente con neutro messo a terra tramite impedenza costituita da reattanza induttiva e resistenza o da semplice resistenza. Alcune porzioni di reti MT, attualmente non trascurabili, sono esercite a neutro isolato.

5.2.1.3 Corrente di cortocircuito trifase massima (ai fini del dimensionamento delle apparecchiature)

Valore della corrente di cortocircuito assunta (pianificata) per la scelta delle apparecchiature, comunicato dal Distributore all'Utente.

5.2.1.4 Corrente di cortocircuito trifase massima di esercizio

Valore massimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nel funzionamento della rete in condizioni normali, con massima generazione MT e corrente di cortocircuito massima di esercizio sulla rete AT.

5.2.1.5 Corrente di cortocircuito trifase minima di esercizio

Valore minimo della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nel funzionamento della rete in condizioni normali, con minima generazione sulla rete MT e corrente di cortocircuito minima di esercizio sulla rete AT.

(7) Nel seguito della presente Norma si farà riferimento ai suddetti livelli di tensione di 15 kV e 20 kV; le singole prescrizioni dovranno essere opportunamente adattate qualora le reti abbiano una tensione nominale differente.

5.2.1.6 Corrente di cortocircuito trifase minima convenzionale

Valore minimo convenzionale della corrente di cortocircuito trifase simmetrica nel punto di connessione, comunicato dal Distributore su richiesta dell'Utente.

Tale valore deve essere calcolato secondo la Norma CEI EN 60909-0, nell'assetto che prevede le normali misure di controalimentazione, assenza di generazione sulla rete MT e corrente di cortocircuito minima di esercizio sulla rete AT.

5.2.1.7 Correnti di guasto monofase a terra e tempo di eliminazione del guasto

I valori massimi attuali delle correnti di guasto monofase a terra e del tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra devono essere dichiarati dal Distributore all'Utente sulla base dei parametri di rete e consentono di definire il dimensionamento degli impianti di terra, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-1.

Nel caso di sistemi con neutro isolato, è possibile determinare convenzionalmente il valore (in Ampere) della corrente di guasto monofase a terra secondo la seguente formula empirica:

$$I_F = U\,(0{,}003\;L_1 + 0{,}2\;L_2)$$

dove

- U è la tensione nominale tra le fasi della rete in kV;
- L_1 è la somma delle lunghezze in km delle linee aeree;
- L_2 è la somma delle lunghezze in km delle linee in cavo, ordinariamente collegate metallicamente fra loro durante il funzionamento della rete in condizioni normali.

La formula sopra riportata risulta convenzionalmente approssimata; valori più precisi possono essere calcolati secondo la Norma CEI EN 60909 (CEI 11-25).

Nel caso di sistema con neutro a terra tramite impedenza, il valore della corrente di guasto monofase a terra è indipendente dall'estensione della rete MT e viene definito convenzionalmente dal Distributore.

Il massimo valore efficace della corrente di guasto monofase a terra e il tempo di eliminazione del guasto devono essere calcolati e comunicati dal Distributore all'Utente in occasione della richiesta di connessione e, in seguito, secondo quanto disposto in 8.5.5.

Il tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra deve essere calcolato considerando anche l'eventuale richiusura rapida prevista (ed eventuali altre richiusure che avvengano entro 5 s dall'inizio del guasto). In tal caso deve però essere escluso il tempo di attesa della richiusura.

L'impianto di terra dell'Utente, relativo alla connessione considerata, deve essere dimensionato in modo che la corrente di guasto a terra di cui sopra non dia luogo a tensioni di contatto superiori ai valori ammissibili indicati nella Norma CEI 11-1, in relazione al tempo di eliminazione del guasto.

5.2.1.8 Guasto doppio monofase a terra

In conformità alla Norma CEI 11-1, nel caso in cui il primo guasto monofase a terra sia eliminato in un tempo superiore a 1 s, il Distributore deve comunicare all'Utente il tempo di eliminazione ed il valore della corrente del guasto doppio monofase a terra. Il valore della corrente di guasto doppio monofase a terra deve essere calcolato secondo quanto prescritto dalla Norma CEI EN 60909-0, sulla base della corrente trifase massima di cortocircuito di dimensionamento delle apparecchiature.

Tale valore non va considerato ai fini della verifica delle tensioni di contatto, ma solo ai fini delle sollecitazioni termiche degli elementi costituenti l'impianto di terra.

5.2.1.9 Livelli di tenuta degli isolamenti

I livelli minimi di tenuta degli isolamenti da applicarsi al dispositivo generale (o equivalenti) e agli impianti dell'Utente a monte (lato rete di distribuzione) di tale dispositivo devono essere comunicati dal Distributore in base al valore pianificato del livello di isolamento della rete e secondo quanto prescritto dalle Norme CEI EN 60071-1 e CEI EN 60071-2, o superiori.

5.2.2 Caratteristiche di esercizio

5.2.2.1 Funzionamento della rete

Le reti MT di distribuzione sono generalmente esercite in modo radiale e sono solitamente controalimentabili. Nelle reti con possibilità di controalimentazione esistono collegamenti usualmente aperti, che vengono riconfigurati in caso di guasti per assicurare la continuità del servizio.

Per i singoli punti di connessione il Distributore deve indicare la tensione dichiarata e il relativo campo di variazione in accordo alla Norma CEI EN 50160.

5.2.2.2 Funzionamento di porzioni di rete MT di distribuzione in isola intenzionale

Il Distributore può temporaneamente (per esempio per motivi di manutenzione) mantenere in esercizio in isola intenzionale porzioni di rete MT stipulando accordi con titolari di impianti di produzione ed eventuali Utenti passivi (per esempio carichi disturbanti o di potenza rilevante) connessi alla porzione di rete MT interessata.

Durante l'esercizio in isola intenzionale, nella porzione di rete in isola i parametri di qualità del servizio debbono essere contenuti entro i seguenti limiti:

- variazioni di frequenza
  - 50 ± 5% durante il 100% del tempo;
  - 50 ± 2% durante il 95% del tempo;
- variazioni lente di tensione
  - U_n +10%;
  - U_n -15%.

Tutti gli altri parametri di qualità del servizio possono invece subire un degrado in funzione delle caratteristiche della rete in isola e dei carichi e della generazione connessa. In ogni caso il Distributore, nella definizione delle porzioni di rete MT che è possibile esercire in isola intenzionale, deve prendere tutti gli accorgimenti atti a limitare, per quanto possibile, il suddetto degrado.

Nel funzionamento di porzioni di rete MT in isola intenzionale il Distributore, in veste di coordinatore, e i succitati titolari di impianti di produzione devono:

- garantire la sicurezza delle persone con livello uguale a quello previsto durante le condizioni normali di funzionamento;
- assicurare l'eliminazione del guasto mediante utilizzo delle protezioni installate sulla rete e sui singoli impianti di produzione (è ammessa comunque la non completa selettività del sistema di protezione);
- adottare opportuni accorgimenti o procedure in modo da evitare condizioni potenzialmente pericolose per le apparecchiature connesse durante il ripristino del parallelo con la restante rete di distribuzione.

5.2.2.3 Eliminazione dei guasti

Le reti di distribuzione MT sono generalmente protette almeno contro il cortocircuito, il sovraccarico ed i guasti a terra.

Il sistema di protezione della rete MT è strutturato e coordinato in modo da operare l'eliminazione selettiva di cortocircuiti(8), sovraccarichi e guasti a terra in tempi correlati alle prestazioni delle apparecchiature di manovra e dei sistemi di protezione che la tecnologia rende disponibili.

(8) Per quanto riguarda l'eliminazione dei cortocircuiti, la completa selettività non è conseguibile in tutte le situazioni.

Non sono adottate misure contro l'interruzione di fase.

In ogni caso, le protezioni adottate dal Distributore non hanno lo scopo di proteggere gli impianti di Utente; di conseguenza la protezione di tali impianti è esclusivamente a carico dell'Utente stesso.

Inoltre, come evidenziato dalla Norma CEI 11-1, i relé di protezione (contro le sovracorrenti, contro i guasti a terra, sia direzionali che non direzionali ecc.) posti lungo i circuiti elettrici non sono assolutamente idonei ad assicurare la protezione contro i contatti diretti. Più in generale, a tal fine non sono ritenuti validi sistemi di protezione che realizzino l'interruzione automatica dei circuito.

5.2.2.4 Automatismi di rete

Nelle reti di distribuzione MT è usualmente prevista l'effettuazione della richiusura automatica rapida e/o una o più richiusure lente.

Inoltre, possono essere installati dispositivi telecontrollati manualmente e/o automaticamente al fine della selezione della porzione di rete sede del guasto.

5.2.3 Qualità del servizio sulle reti MT

La qualità del servizio sulle reti MT può essere definita con gli stessi criteri di cui in 5.1.3.

6 Criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti AT e MT

6.1 Obiettivi e regole generali

Obiettivo della connessione è garantire agli Utenti l'accesso alla rete, la continuità del servizio e la qualità della tensione considerando l'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico nonché particolari e documentabili esigenze dell'Utente.

Concorrono al raggiungimento di tale obiettivo il corretto inserimento dell'impianto nella rete, gli schemi di connessione e la configurazione degli impianti di consegna che devono assicurare (mediante la struttura del collegamento, gli organi di manovra ed i sistemi di misura, protezione e controllo) la piena compatibilità con la rete e con le esigenze della relativa gestione.

In considerazione della molteplicità dei casi, il procedimento di determinazione e valutazione delle connessioni esamina separatamente le componenti che concorrono alla determinazione dell'impianto e definisce soluzioni tipiche per i casi ricorrenti.

6.2 Definizione della connessione

Le soluzioni per la connessione alle reti di distribuzione AT e MT devono essere valutate tenendo conto delle richieste dell'Utente e verificando il corretto e sicuro funzionamento locale e globale della rete stessa.

L'individuazione dell'impianto di rete per la connessione si articola nei seguenti passi:

P1. livello di tensione e punto della rete di distribuzione al quale l'Utente può essere connesso in relazione alla tipologia, alla taglia e alle esigenze di esercizio dell'impianto Utente e alle esigenze e alle caratteristiche della porzione di rete di distribuzione interessata;

P2. schema d'inserimento dell'impianto (entra-esce, antenna, ecc.);

P3. schema di connessione (sistemi di sbarra e organi di manovra e d'interruzione, in relazione alla manutenzione e al sistema di protezione della rete).

I passi P1 e P2 sono descritti unitariamente per quanto riguarda le reti AT e MT ai seguenti paragrafi 6.3 e 6.4.

Ulteriori specificazioni circa il passo P2 sono fornite per la rete AT al paragrafo 7.1 e per la rete MT al paragrafo 8.1.

Il passo P3 è descritto per la rete AT al paragrafo 7.2 e per la rete MT al paragrafo 8.2.

6.3 Determinazione del livello di tensione e del punto di connessione (passo P1)

Il passo P1 consiste nella scelta del livello di tensione e del punto della rete nel quale inserire l'impianto.

Tali scelte sono operate dal Distributore sulla base dei dati di seguito elencati.

1. Taglia dell'impianto, che deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete. In generale devono essere valutati i profili di tensione, la selettività delle protezioni nonché lo sfruttamento delle linee e dei trasformatori.
2. Dislocazione dei carichi circostanti sia nell'assetto della rete attuale che previsionale.
3. Caratteristiche della rete limitrofa.
4. Contributo dei generatori alla potenza di cortocircuito, che non deve far superare in nessun punto della rete i livelli di cortocircuito previsti dal Distributore, considerando tutti i contributi dell'impianto (generatori, motori, ecc) indipendentemente dalla massima potenza scambiabile. A tale riguardo, per ogni livello di tensione, la corrente massima di cortocircuito raggiunta a seguito della nuova connessione non deve essere superiore al 90% (80% se su rete MT) del potere di interruzione degli interruttori già presenti (corrente di cortocircuito trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature)[9]. Il margine residuo del 10% (oppure 20%) è dedicato all'incertezza della pianificazione e dell'esercizio della rete (nonché all'incertezza dei dati di rete, più marcata per la MT).
5. Livelli di disturbo immessi (variazioni rapide, armoniche, flicker, dissimmetria delle tensioni) dalle utenze sia attive che passive che devono essere tali da non far superare i livelli di pianificazione della compatibilità elettromagnetica stabilita dal Codice di Rete per la rete AT e i livelli stabiliti dalla Norma CEI EN 61000-2-12 per la rete MT. Le valutazioni tecniche devono essere condotte secondo i rapporti tecnici IEC TR 61000-3-6 per le armoniche, IEC TR 61000-3-7[10] per quanto riguarda il flicker e le variazioni rapide, IEC TR 61000-3-13 per gli squilibri.
6. Esigenze dell'Utente in merito alla continuità del servizio.
7. Esigenze dell'Utente in merito a variazioni lente, buchi di tensione, potenza di cortocircuito, qualità della tensione.
8. Possibilità di sviluppo della rete ai fini del soddisfacimento delle esigenze di cui ai punti precedenti qualora tali esigenze non siano conseguibili in maniera efficace con modifiche dell'impianto di utenza, in un'ottica di contenimento dei costi complessivi.

In genere, la potenza che è possibile connettere in funzione del livello di tensione (prescindendo dagli aspetti di qualità e continuità del servizio) è indicata nella Tab. 4.

Tabella 4 – Valori indicativi di potenza che è possibile connettere sui differenti livelli di tensione delle reti di distribuzione

Potenze MVA	Livello di tensione della rete
< 0,1	BT
0,1 - 0,2	BT
	MT
0,2 - 3	MT
3 - 10	MT
	AT
10 – 100 impianti di utilizzazione 10 – 200 impianti di produzione	AT

I disturbi generati dall'Utente e immessi nella rete sono valutati dal Distributore con modalità stabilite dalle relative norme, tenendo conto di quanto precisato di seguito.

(9) In questa fattispecie (insufficiente tenuta al cortocircuito delle apparecchiature esistenti), sarà valutata la possibilità di sostituire le apparecchiature medesime secondo quanto stabilito dall'AEEG.

(10) Per le variazioni rapide, è possibile applicare un metodo per la valutazione delle stesse, basato sulla comparazione tra la potenza di cortocircuito nel nodo di connessione e la potenza disponibile all'Utente, contenuto in Allegato F.

I livelli di compatibilità sono normalizzati solo per le reti BT e MT. Per le reti AT le guide tecniche di supporto alle normative forniscono dei "livelli di pianificazione", da intendere non come limiti assoluti, ma come valori che è consigliabile non oltrepassare, per rispettare i livelli di compatibilità nelle reti di categoria inferiore.

I limiti di emissione del singolo impianto disturbante devono essere fissati tenendo conto del livello di pianificazione adottato, delle emissioni degli altri impianti/Utenti già connessi alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di eventuali nuovi impianti.

6.4 Definizione dello schema d'inserimento dell'impianto (passo P2)

L'individuazione dello schema e del punto di inserimento dell'impianto dell'Utente nella rete è condotta dal Distributore considerando le opportunità di inserimento legate alla vicinanza di elettrodotti, cabine primarie e secondarie.

Per tale motivo alla determinazione dello schema di connessione concorrono i seguenti fattori:

- la taglia dell'impianto;
- la posizione dell'impianto rispetto alla rete e la presenza, nell'area di interesse, di impianti di produzione, di linee, di stazioni, di cabine primarie e secondarie;
- l'esercizio della rete cui l'impianto è connesso;
- la possibilità di ampliamento di stazioni, cabine primarie e secondarie e, più in generale, le possibilità di sviluppo della rete;
- i dispositivi di protezione e automazione presenti sulla rete del Distributore;
- le esigenze dell'Utente in merito alla continuità e alla qualità del servizio.

Tali valutazioni debbono essere condotte, ove necessario, con riferimento alle situazioni ritenute più significative in fase di pianificazione della rete (carico previsionale alla punta, carico minimo, produzione massima, produzione minima, ecc.).

Soluzioni diverse da quella individuata dal Distributore e proposta all'Utente possono essere valutate, su richiesta dell'Utente, ed eventualmente realizzate, secondo condizioni economiche allo scopo fissate dall'AEEG.

6.4.1 Schemi d'inserimento

I principali schemi di inserimento si distinguono in:

a) inserimenti su linee esistenti:
   - in entra-esce;
   - in derivazione rigida a T;

b) inserimento in antenna su stazioni e cabine primarie esistenti.

Ulteriori specificazioni circa i possibili schemi di inserimento sono riportate nel paragrafo 7.1 per l'Alta Tensione e 8.1 per la Media Tensione.

6.4.2 Affidabilità dei diversi schemi di connessione

Il Distributore è tenuto a fornire all'Utente informazioni circa la diversa affidabilità degli schemi di connessione proposti.

L'indice di affidabilità dello schema di connessione è correlato alla durata cumulata probabile di interruzione del servizio (ore/anno) e al numero di interruzioni, sopportate dall'Utente a causa di guasti sul sistema di alimentazione o per lavori, anche se questi ultimi, in generale, sono programmabili e l'interruzione per lavori avviene generalmente con preavviso.

L'affidabilità di cui sopra fa astrazione dalle interruzioni transitorie e di breve durata nonché dall'affidabilità degli elementi componenti l'impianto di consegna.

La diminuzione di affidabilità conseguente ad un guasto sul tratto di linea AT che alimenta l'Utente è:

- trascurabile, per lo schema di inserimento in entra-esce;
- dipendente dalla lunghezza della linea in antenna, per lo schema di inserimento in antenna;
- dipendente dalla somma della lunghezza della derivazione a T e di quella della relativa dorsale cui la derivazione è rigidamente connessa, per lo schema di inserimento in derivazione rigida a T (in generale, la derivazione a T è quella che offre l'affidabilità minore, tra i diversi schemi di connessione).

La diminuzione di affidabilità a causa di lavori sul tratto di linea AT che alimenta l'Utente è:

- trascurabile, per l'inserimento in entra-esce realizzato con due singole terne;
- dipendente dal doppio della lunghezza della linea[11], per l'inserimento in entra-esce realizzato con una doppia terna[12];
- dipendente dalla lunghezza della linea in antenna, per l'inserimento in antenna;
- dipendente dalla somma della lunghezza della derivazione a T e di quella della relativa dorsale cui la derivazione è rigidamente connessa, per l'inserimento in derivazione rigida a T.

La diminuzione di affidabilità conseguente a guasto e lavori sul tratto di linea MT che alimenta l'Utente è dipendente dalla lunghezza della linea stessa. Nel caso di collegamento in entra-esce può essere ridotta la durata della disalimentazione qualora l'Utente medesimo possa essere controalimentato.

(11) La lunghezza rilevante, a questi fini, è quella della linea aggiunta a partire dalla dorsale esistente, ovvero dai punti di connessione, come indicati in Figura 16.

(12) Il problema della diminuzione di affidabilità per lavori è rilevante solo nel caso di linee aeree.

Parte 3 – Regole di connessione alle reti AT

7 Connessione alle reti AT

7.1 Schemi di inserimento

7.1.1 Inserimento rigido in derivazione a T

Per inserimento rigido a T s'intende l'inserimento, mediante una derivazione da un elettrodotto esistente, di un tronco di linea con il solo interruttore nell'estremo lato Utente.

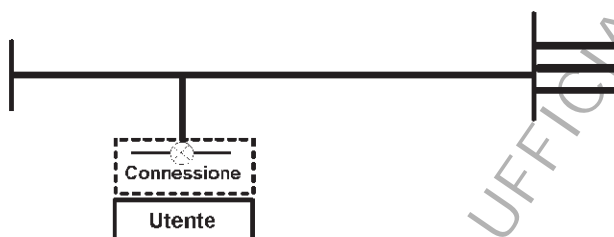



Figura 1 – Inserimento rigido in derivazione a T

Tale schema è il più semplice ed il meno oneroso, ma riduce l'affidabilità delle reti; esso offre una continuità del servizio inferiore e, sotto determinate condizioni, degrada lo standard di intervento delle protezioni a distanza, in rapidità e selettività. Sulle reti AT è applicabile generalmente per potenze non superiori a 20 MVA, a condizione che nessuno degli estremi della linea sia in esecuzione blindata. E' consentita non più di una derivazione rigida a T da ogni singola linea della rete AT a due estremi.

In considerazione dei tempi molto lunghi necessari per la riparazione delle linee in cavo AT, è sconsigliata la realizzazione (anche parziale) della derivazione in cavo interrato. Per evitare lunghi disservizi sulla rete, in caso di guasti permanenti sulla derivazione, è previsto l'inserimento di un sezionamento all'inizio della derivazione stessa, nei seguenti casi:

– derivazione di lunghezza qualsiasi comprendente cavo interrato;
– derivazione di lunghezza non trascurabile (>300 m) in linea aerea.

Questo tipo di connessione comporta interruzioni (sia per guasto, sia per manutenzione) in numero e durata nettamente superiori a quelle degli altri schemi di inserimento.

7.1.2 Inserimento in entra-esce

Per entra–esce s'intende l'inserimento di una cabina di consegna su una linea nuova o preesistente, in modo da generare due soli tronchi di linea afferenti a due cabine di connessione diverse.

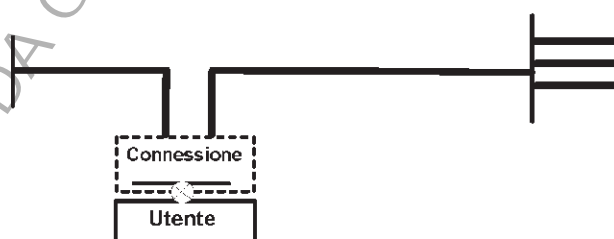



Figura 2 – Inserimento in entra-esce

L'inserimento in entra-esce può essere realizzato con due linee separate o con una linea a doppia terna. Dal punto di vista elettrico, lo schema con linee separate consente la manutenzione su una terna con l'altra in tensione e una maggiore affidabilità. In servizio normale, le due realizzazioni non determinano differenze di prestazioni per l'utenza. Per la manutenzione, lo schema con linea di collegamento a doppia terna implica la disalimentazione dell'utenza in quanto l'intervento su una delle terne, nel tratto a doppia terna, richiede la messa fuori servizio di entrambe le linee (solo per linee aeree).

7.1.3 Inserimento in antenna

Per inserimento in antenna s'intende, generalmente, una modalità di inserimento che preveda una o più linee (aventi origine nella stessa Cabina Primaria/stazione esistente, ovvero in due diverse Cabine Primarie/stazioni esistenti) dedicate a un solo Utente. L'inserimento in antenna (il cui schema di principio è riportato in Fig. 3) può dare luogo a diverse pratiche realizzazioni, oggetto dei paragrafi seguenti.

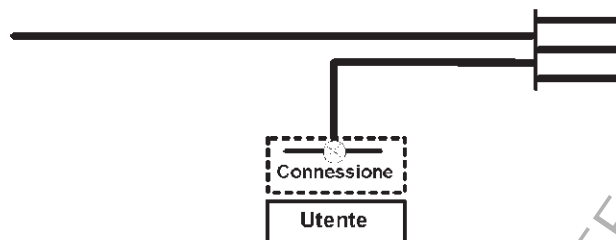



Figura 3 – Inserimento in antenna

7.1.3.1 Inserimento in antenna semplice

In questo caso, l'impianto di Utente viene inserito nella rete per mezzo di una sola linea derivata da una CP o stazione esistente. Nel valutare la disponibilità garantita da un simile inserimento, si devono tenere in conto le conseguenze della manutenzione sulla linea tra CP e Utente.

Per la connessione di impianti di distribuzione (per i quali si applica quanto previsto nell'articolo 11), l'inserimento in antenna semplice è generalmente impiegato qualora la rete di distribuzione MT sottesa sia completamente rialimentabile da altri impianti.

7.1.3.2 Inserimento in antenna in cabina adiacente

Per inserimento in cabina adiacente, s'intende il collegamento di un impianto d'Utente a sbarre di cabina senza linea interposta o con tratti di conduttori di lunghezza generalmente inferiore a 50 m senza interruttore in partenza dalla sbarra della CP. In tali situazioni, è comunque necessario installare un sezionatore (eventualmente motorizzato) presso l'impianto del Distributore.

Dal punto di vista affidabilistico, l'inserimento in cabina adiacente presenta caratteristiche funzionali analoghe a quello in antenna semplice.

7.1.3.3 Inserimento in antenna su stallo di Cabina Primaria

Per inserimento su stallo di CP (o stazione), si intende il collegamento dell'impianto di utenza per la connessione direttamente presso lo stallo in CP/stazione, senza linea interposta del Distributore.

Poiché la linea, di proprietà dell'Utente, è protetta dai dispositivi del Distributore, essa deve presentare una tenuta al cortocircuito tale da consentire l'intervento delle protezioni di rincalzo (tipicamente, 2° gradino delle distanziometriche). L'Utente deve stipulare una regolare servitù di elettrodotto con il Distributore per il passaggio della linea all'interno dei terreni di proprietà del Distributore (in particolare l'area di CP). Devono essere previsti algoritmi per la compensazione delle perdite dovute alla misura in un punto differente dal punto di confine/consegna.

Dal punto di vista affidabilistico, l'inserimento su stallo di CP presenta caratteristiche funzionali analoghe a quello in antenna semplice.

7.1.3.4 Inserimento in doppia antenna

Per impianti che richiedano un'elevata disponibilità, il collegamento in antenna può essere realizzato con più linee in parallelo dalla stessa CP/stazione, oppure con due linee in antenna su CP/stazioni differenti (inserimento risultante in uno schema di tipo entra-esce, realizzato con due nuovi collegamenti). In tal caso valgono le stesse considerazioni espresse per l'inserimento in entra-esce, salvo il fatto che l'inserimento in doppia antenna modifica i flussi di potenza sulla rete (anche prescindendo dai prelievi/immissioni dell'Utente) e più in generale l'assetto della rete.

7.2 Schema dell'impianto per la connessione

Lo schema di connessione è definito dal Distributore, possibilmente di concerto con l'Utente, sulla base dei seguenti criteri:

- esigenze della rete;
- esigenze dell'impianto dell'Utente.

Nel caso di connessione alla rete AT di unità rilevanti, la scelta dello schema di connessione deve essere concordata anche con il Gestore.

Le esigenze della rete sono le stesse enunciate per la scelta del punto e dello schema di inserimento con particolare riguardo alla flessibilità dei sistemi di sbarra, per assicurare la dovuta disponibilità di connessione anche durante la manutenzione quando lo stesso impianto alimenta altri Utenti ed alla rapida e selettiva esclusione dell'impianto per guasti.

L'esigenza dell'Utente è la disponibilità della connessione alla rete in caso di attività di manutenzione programmata ovvero di indisponibilità di porzioni di rete a seguito dell'intervento automatico delle protezioni di rete, la possibilità di mantenere alimentati eventuali carichi privilegiati.

La scelta dello schema di connessione può essere condizionata da quella dello schema di inserimento. In relazione ai sistemi di sbarra si distinguono:

- assenza di sbarre;
- sistemi a semplice sbarra o "monosbarra".

I criteri generali sulla base dei quali devono essere definiti gli schemi di connessione alla rete sono riportati nel seguito:

- lo schema deve rendere sicuri l'esercizio e la manutenzione sia dell'impianto dell'Utente che della rete cui risulta collegato;
- ai fini dell'esercizio e della manutenzione, lo schema deve assicurare la separazione funzionale e fisica fra l'impianto dell'Utente e la rete, minimizzando l'impatto sulle modalità operative di conduzione delle due tipologie di impianti;
- lo schema da adottare deve essere quello che, tenendo conto del punto precedente e nel rispetto delle prescrizioni tecniche, minimizza l'impatto tecnico/economico sia sulla rete che sul sistema elettrico dell'Utente;
- lo schema deve assicurare la misura in corrispondenza dei punti di connessione in accordo alle disposizioni vigenti in materia;
- lo schema non deve diminuire la disponibilità della rete nella zona circostante al punto di consegna e deve consentire, in caso di guasto all'impianto dell'Utente, l'esclusione dello stesso col minimo danno per la rete;
- lo schema deve prevedere l'esclusione dell'impianto dell'Utente, mediante apertura di uno o più dispositivi di sezionamento, in modo permanente o per lavori (sulla rete o presso l'Utente) realizzata secondo le vigenti norme di sicurezza; la funzione di sezionamento è obbligatoria e deve escludere con sicurezza l'impianto d'Utente dal punto di consegna (in generale per esigenze di manutenzione).

In ogni caso, l'elemento di impianto di utenza per la connessione più prossimo all'impianto di rete per la connessione deve essere un sezionatore allo scopo di permettere la manutenzione degli altri elementi dell'impianto dell'Utente senza dovere interessare il Distributore.

7.2.1 Assenza di sbarre

Lo schema dell'impianto di rete per la connessione con assenza di sbarre sulla rete AT è adottabile nel solo caso di inserimento in antenna o in derivazione rigida a T, qualora alla linea d'arrivo corrispondano le configurazioni di impianto Utente riportate negli schemi unifilari di Fig. 4, Fig. 5A, Fig. 5B, Fig. 6, Fig. 7A e Fig. 7B. In particolare, gli schemi rappresentati nelle Fig. 5B e 7B sono ammissibili qualora l'impianto Utente sia presidiato 24 ore al giorno, in modo da consentire la manovra del sezionatore generale e di terra su richiesta del Distributore. Tali apparecchiature risultano, infatti, funzionali alla messa in sicurezza della linea AT del Distributore medesimo.

7.2.2 Sistema monosbarra

In relazione agli organi di manovra che condizionano la topologia della rete ed agli schemi usualmente adottati nella rete si distinguono, per i sistemi monosbarra:

- schemi normali;
- schemi ridotti, nei quali l'esclusione dell'impianto di consegna è affidata, in tutto o in parte, a sezionatori anziché interruttori;
- schemi ampliati, nei quali vengono aggiunti organi di sezionamento per esigenze specifiche (per esempio congiuntori di sbarra o sezionatori di sorpasso).

All'esigenza di rendere l'impianto dell'Utente sempre escludibile e, quando necessario, sorpassabile fa riscontro il criterio di scelta della soluzione normale o ridotta degli organi di manovra, la loro tipologia (telecomandati, motorizzati, manuali) e la presenza o meno di sezionatori di by-pass.

7.2.2.1 Schema normale

È raffigurato nella Fig. 13 ed è tipicamente utilizzato per la connessione di un singolo stallo di Utente. Nella stessa figure sono evidenziate (in tratteggio) le apparecchiature da prevedere nel caso siano necessari più stalli di Utente. In simili casi, qualora sia omesso l'interruttore generale (alle condizioni che saranno in seguito dettagliate) le funzioni normalmente attribuite a tale interruttore sono assolte dagli interruttori attestati alla sbarra Utente.

7.2.2.2 Schemi ridotti

Sulla rete AT l'adozione di uno schema ridotto (vedi Fig. 8 e Fig. 10) comporta un maggiore numero e una maggiore durata delle interruzioni rispetto alle altre tipologie di schema, vanificando molti dei vantaggi dell'entra-esce. Tale schema deve essere compatibile con la configurazione della rete, con le sue esigenze, con la tipologia degli impianti affacciati, con il coordinamento delle protezioni, ecc. Deve altresì essere confermata dall'Utente (tramite opportuna opzione esplicita da includere nel Contratto di connessione) la disponibilità a predisporre l'impianto in modo da completare lo schema in tempi successivi.

Lo schema ridotto ha un costo inferiore rispetto a quello normale. Tuttavia, rispetto a soluzioni a T rigido, riduce i tempi di indisponibilità della linea per manutenzioni programmate (in caso di presenza di un interruttore, anche per guasto).

Questa soluzione riduce l'affidabilità delle reti AT, offre una qualità del servizio inferiore e, sotto determinate condizioni, rende critico l'intervento delle protezioni a distanza. Non può essere inserito più di uno schema ridotto su una linea AT a due estremi; non possono essere inseriti schemi ridotti su linee a più di due estremi. Sulla rete AT lo schema ridotto non è applicabile nel caso di stazioni/cabine poste agli estremi della linea realizzate in esecuzione blindata, nè nel caso l'Utente sia attivo con potenza superiore a 20 MVA, ovvero passivo con potenza superiore a 50 MW. Nella connessione di Cabine Primarie (cui si applicano le prescrizioni previste nell'art. 11) questa soluzione è generalmente applicabile nei casi in cui la rete di distribuzione MT è rialimentabile.

7.2.2.3 Schema ampliato

Generalmente l'unico ampliamento di schema è l'aggiunta di un congiuntore di sbarra e di un eventuale sezionatore di sorpasso in sistemi in entra – esce (vedi Fig. 14 e Fig. 15). Il sorpasso riguarda l'esclusione dell'impianto dell'Utente, mediante chiusura di un organo dedicato, in modo permanente o per lavori (sulla rete o presso l'Utente) previa apertura dei sezionamenti lato linea del Distributore.

Sulla rete AT la presenza del sezionatore di sorpasso deve essere valutata dal Distributore caso per caso tenendo conto della necessità di continuità del servizio della linea sulla quale è realizzata la connessione in entra-esce.

7.2.2.4 Schema multiutente e schema a multiple semisbarre Utente

Per la connessione di più Utenti è necessario dotare la sbarra di sezionatore longitudinale al fine di permettere l'esclusione indipendente delle sbarre del singolo Utente (Fig. 14 e Fig. 15).

Schema analogo può essere adottato per la connessione di un singolo Utente con particolari esigenze in termini di continuità e disponibilità dell'alimentazione. In tal caso è infatti possibile prevedere la duplicazione dell'interruttore generale, dotando la sbarra di sezionatore longitudinale al fine di permettere l'esclusione indipendente delle due semisbarre Utente. In simili casi, è consigliabile la motorizzazione degli organi di sezionamento (vedi Fig. 14 e Fig. 15).

7.2.3 Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione

Negli schemi seguenti (Fig. da 4 a 16) non sono indicati i dispositivi di messa a terra ulteriori rispetto a quelli strettamente funzionali alla connessione.

Pertanto:

- per gli schemi che si riferiscono agli Utenti passivi, non è indicato alcun sezionatore di terra nell'impianto di Utente, in quanto l'Utente stesso non costituisce una sorgente di alimentazione; onde evitare il pericolo di cortocircuiti accidentali, è fatto divieto di installare i sezionatori di terra immediatamente a valle del punto di consegna: ne consegue che i sezionatori di terra potranno essere installati esclusivamente a valle del primo sezionatore dell'impianto di utenza[13];
- per gli schemi che si riferiscono agli Utenti attivi, è indicato il primo sezionatore di terra dell'impianto Utente (e la relativa posizione) in quanto l'Utente attivo costituisce una possibile sorgente di alimentazione.

Per le attività di manutenzione sui sezionatori immediatamente a valle del punto di consegna (tutti gli Utenti) o immediatamente a monte (Utenti attivi) è necessario prendere opportuni accordi tra le parti, come previsto nelle procedure di lavoro della Norma CEI 11-27.

7.3 Soluzioni indicative di connessione

La Tab. 5 seguente riassume le indicazioni generali sulla scelta degli schemi di connessione, in funzione della tipologia di utenza, della potenza e del numero di stalli Utente.

Il criterio di preferenza degli schemi di connessione presentati in Tab. 5 è congruente con le considerazioni di affidabilità e flessibilità della rete riportati nel paragrafo 6.4.2.

L'applicazione della Tab. 5, nel caso di Utenti che possono immettere o prelevare energia dalla rete, è la seguente:

a) si considera la massima potenza disponibile all'Utente in fase di prelievo, e si ricavano le relative soluzioni;

b) si considera la potenza nominale del medesimo Utente attivo, e si ricavano le relative soluzioni;

le soluzioni consigliate sono quelle che soddisfano entrambi i criteri a) e b).

(13) In caso di particolari necessità di esercizio della rete o di particolari esigenze di sicurezza, previo accordo tra Distributore e Utente, i sezionatori di terra potranno essere installati anche a monte del primo sezionatore di linea dell'Utente.

Tabella 5 – Soluzioni indicative di collegamento alle reti di distribuzione AT

	Potenza disponibile [MW]	Rete	IL1 (Derivaz. a T)	MR2[(2)] (Entra-Esce ridotto con nessun interr.)	MR1[(2)] (Entra-Esce ridotto con 1 interr.)	ISx (Antenna)	CBa (Entra-Esce con singolo stallo Utente)	CBb (Entra-Esce con multiplo stallo Utente)
Utenti passivi	3-10	MT	nc	nc	nc	nc	nc	nc
		AT	x[(1)]	x	x	x	x	–
	10 - 20	AT	x[(1)]	x	x	x	x	x
	20 - 50	AT	–	x[(3)]	x[(3)]	x	x	x
	50-100	AT	–	–	–	x	x	x
	>100	AT	–	–	–	x	x	x
		AAT	nc	nc	nc	nc	nc	nc
	Potenza nominale [MVA] [(4)]							
Utenti attivi	3-10	MT	nc	nc	nc	nc	nc	nc
		AT	x[(1)]	x	x	x	x	–
	10 - 20	AT	x[(1)]	x	x	x	x	–
	20 - 100	AT	–	–	–	x	x	x
	100 - 200	AT	–	–	–	x	x	x
	> 200	AT	–	–	–	x	x	x
		AAT	nc	nc	nc	nc	nc	nc

Legenda:

x soluzione consigliata;

– soluzione sconsigliata;

nc casistica non considerata nella presente Tabella;

(1) non vale per Utenti con almeno una delle stazioni/cabine di connessione in esecuzione blindata, o con almeno una delle stazioni/cabine di connessione collegate con schema ridotto;

(2) non vale per Utenti con almeno una delle stazioni/cabine di connessione in esecuzione blindata, o con almeno una delle stazioni/cabine di connessione collegata con schema ridotto;

(3) con ciascun trasformatore di taglia non superiore a 20 MVA;

(4) Per potenza nominale dell'Utente attivo si intende la somma delle potenze nominali di tutti i generatori installati.

7.4 Schemi di connessione

Nel presente paragrafo sono riportati gli schemi unifilari delle soluzioni standard di connessione. Gli schemi sono di principio, in quanto non rappresentano in maniera esaustiva tutte le apparecchiature necessarie alla pratica realizzazione della connessione.

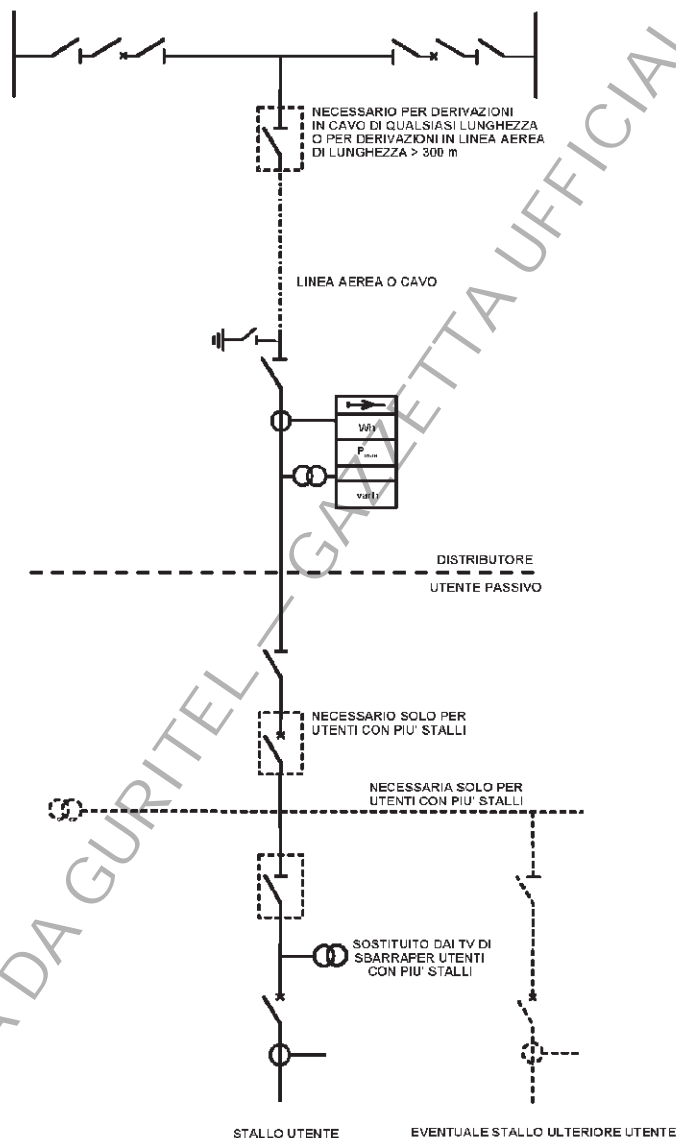
7.4.1 Schemi unifilari per connessione in derivazione rigida a T

NOTE – 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG), SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE
2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG

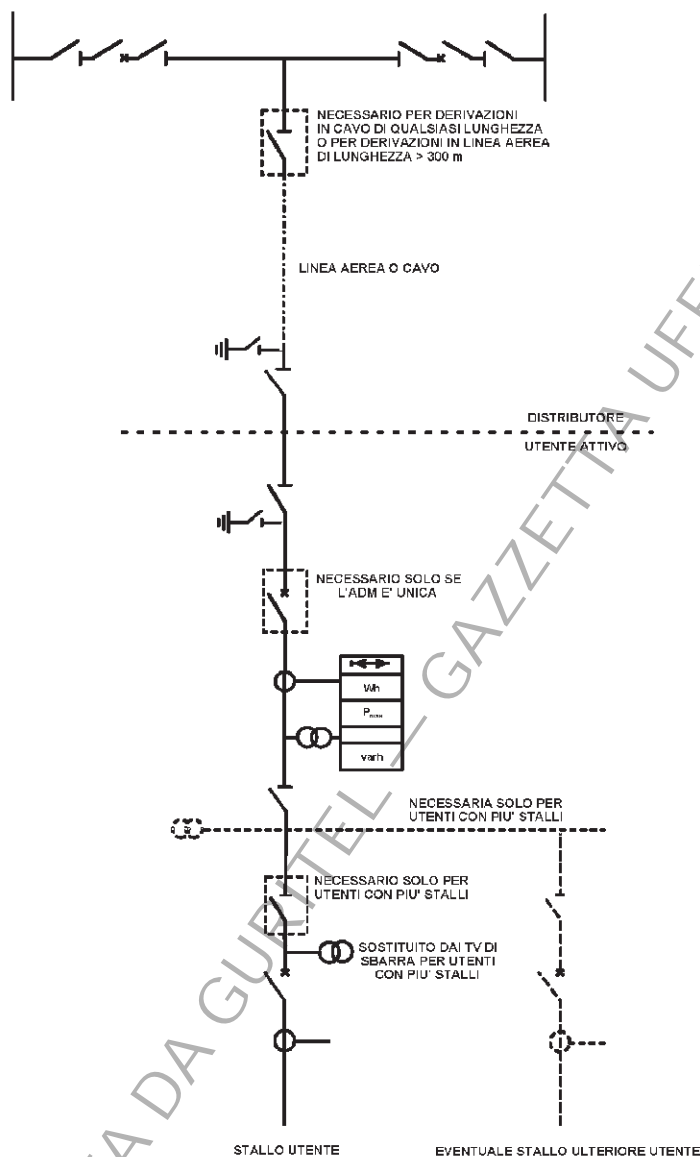
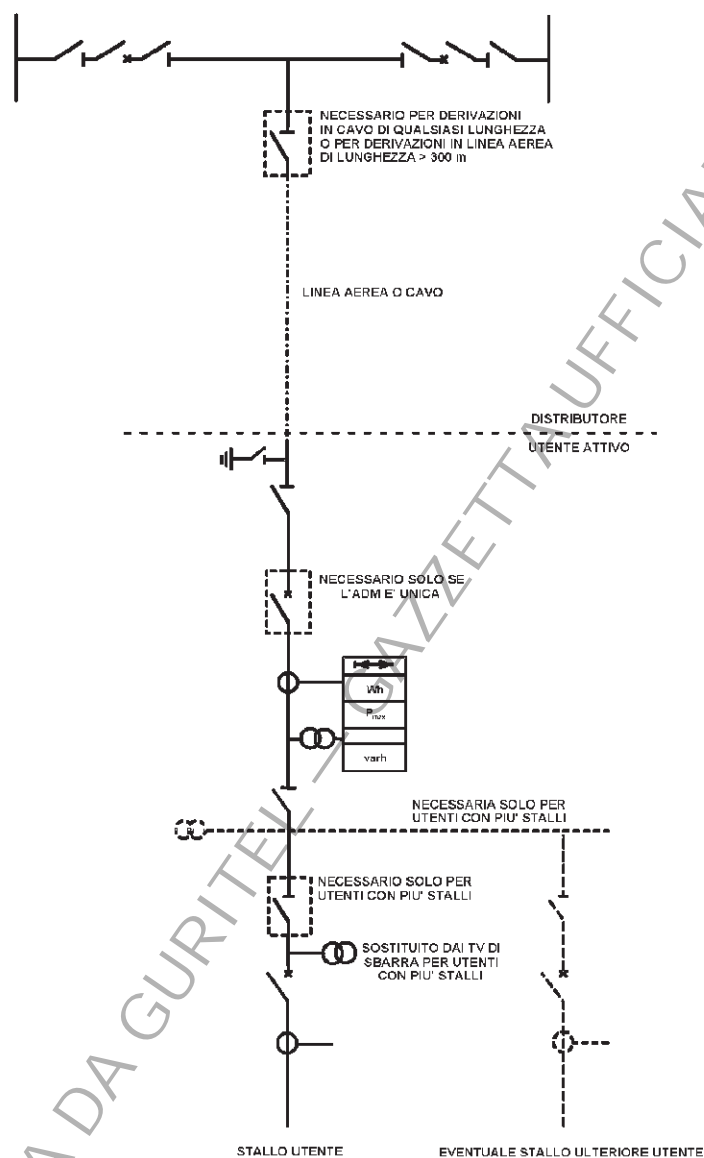
Figura 4 – Inserimento rigido in derivazione a T (schema IL1) per Utenti passivi

NOTE –
1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE
2) SE È PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, È SEMPRE NECESSARIO IL DG. E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM È POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE

Figura 5A – Inserimento rigido in derivazione a T (schema IL1) per Utenti attivi

NECESSARIO PER DERIVAZIONI IN CAVO DI QUALSIASI LUNGHEZZA O PER DERIVAZIONI IN LINEA AEREA DI LUNGHEZZA > 300 m

LINEA AEREA O CAVO

DISTRIBUTORE

UTENTE ATTIVO

NECESSARIO SOLO SE L'ADM E' UNICA

Wh

P_{max}

varh

NECESSARIA SOLO PER UTENTI CON PIU' STALLI

NECESSARIO SOLO PER UTENTI CON PIU' STALLI

SOSTITUITO DAI TV DI SBARRA PER UTENTI CON PIU' STALLI

STALLO UTENTE

EVENTUALE STALLO ULTERIORE UTENTE

NOTE –
1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.
2) SE È PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, È SEMPRE NECESSARIO IL DG. E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

Figura 5B – Inserimento rigido in derivazione a T (schema IL1) per Utenti attivi

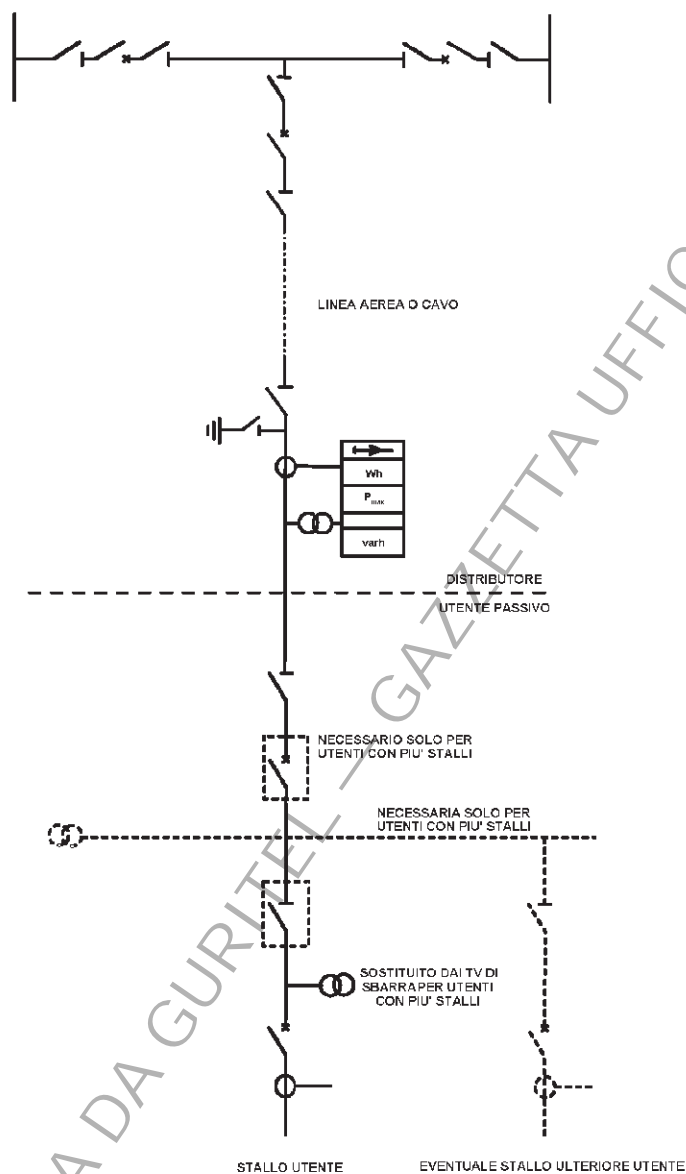
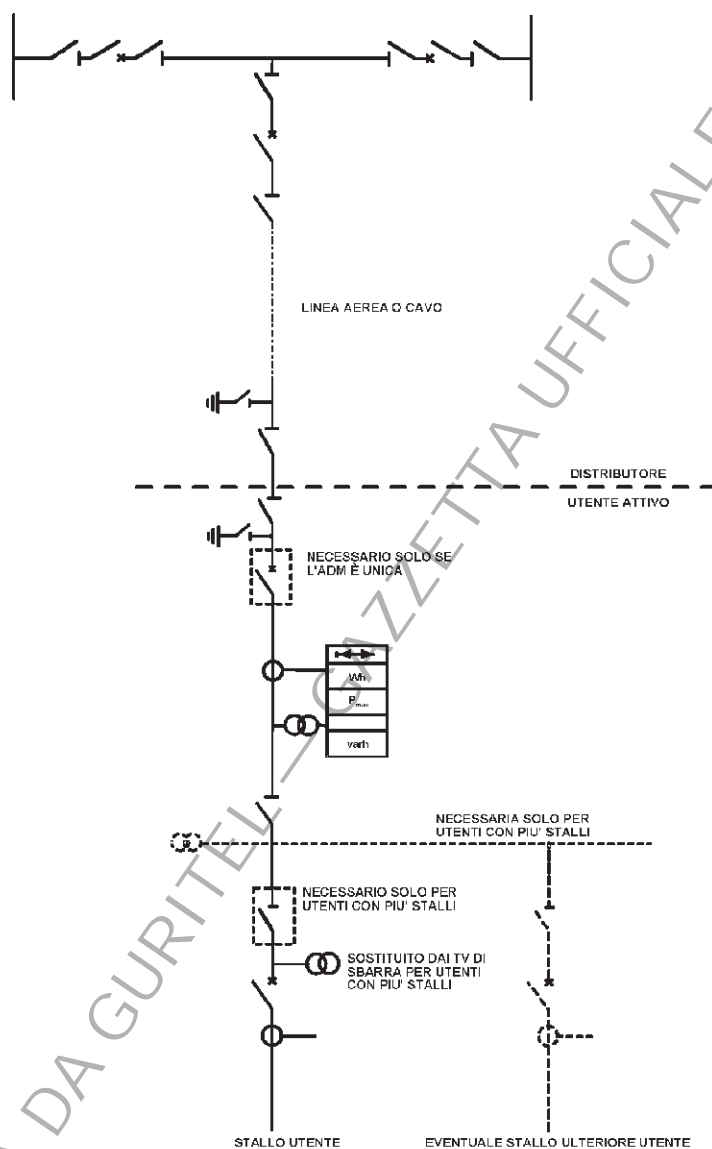
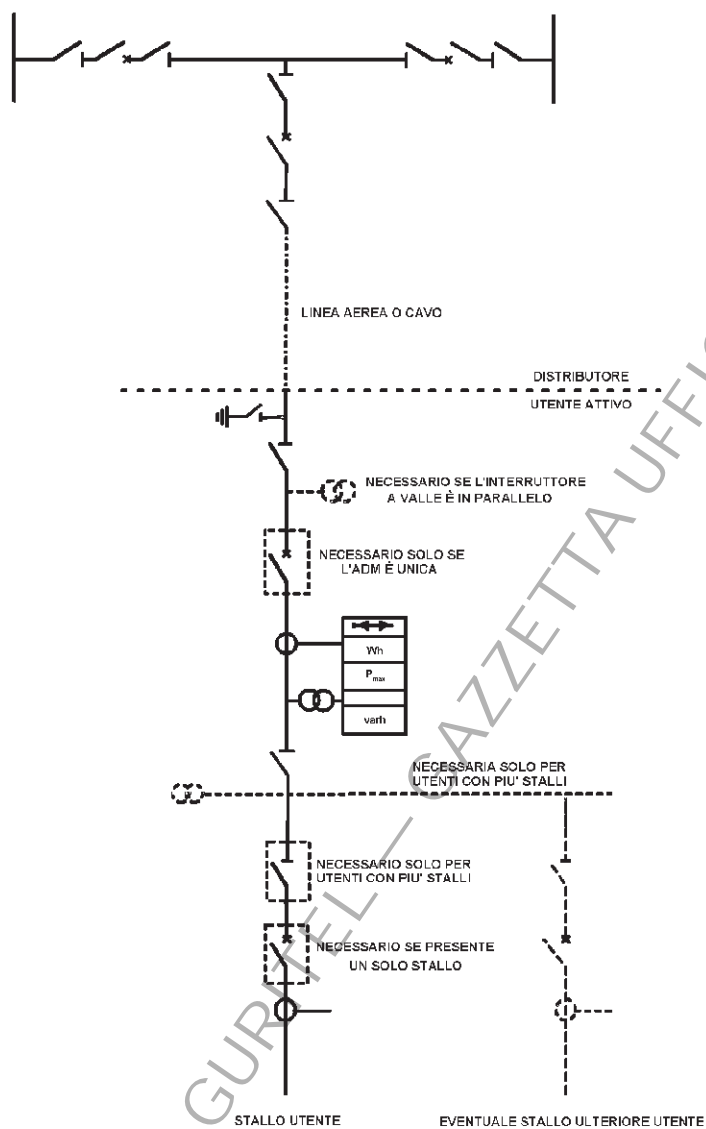
7.4.2 Schemi unifilari per connessione in antenna

NOTE – 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG), SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE
2 N ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG.

Figura 6 – Inserimento in antenna (schema ISx) per Utenti passivi

NOTE – 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE

2) SE E' PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, E' SEMPRE NECESSARIO IL DG. È POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE

3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

Figura 7A – Inserimento in antenna (schema ISx) per Utenti attivi

NOTE – 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE.

2) SE E' PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, È SEMPRE NECESSARIO IL DG. È POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE

3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE

Figura 7B – Inserimento in antenna (schema ISx) per Utenti attivi

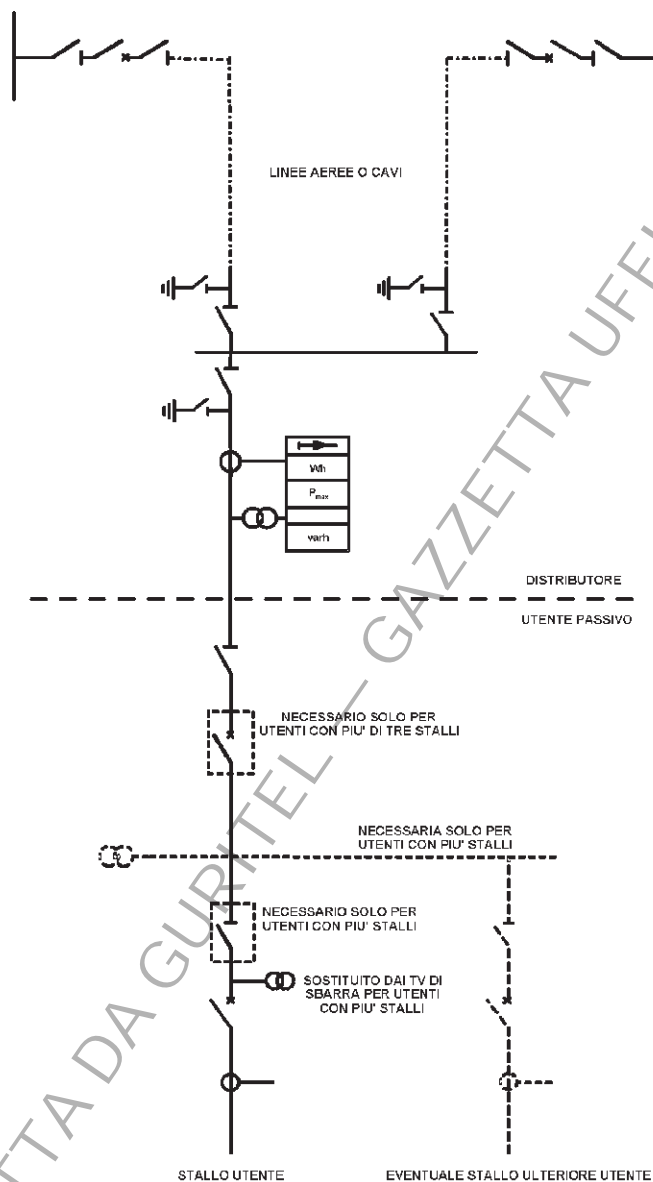
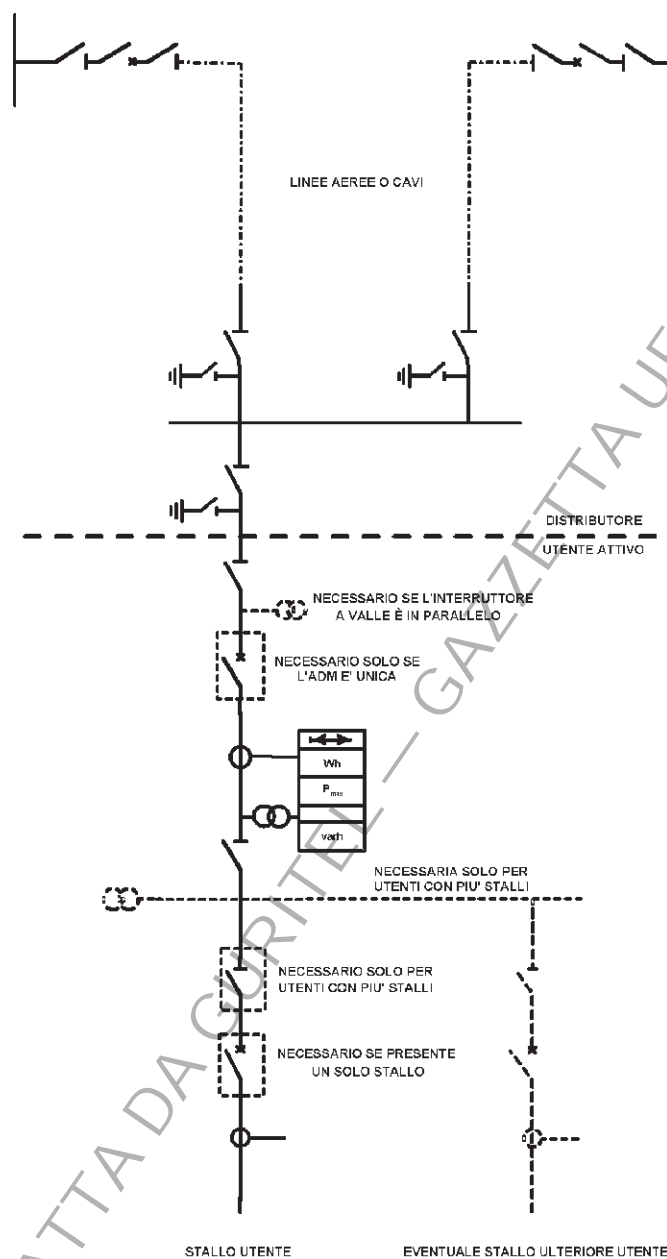
7.4.3 Schemi unifilari per connessione in entra-esce

NOTE– 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE
2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG

Figura 8 – Inserimento in entra-esce con schema ridotto su entrambi gli stalli (schema MR2) per Utenti passivi

LINEE AEREE O CAVI

DISTRIBUTORE

UTENTE ATTIVO

NECESSARIO SE L'INTERRUTTORE A VALLE È IN PARALLELO

NECESSARIO SOLO SE L'ADM E' UNICA

Wh

P_{max}

varh

NECESSARIA SOLO PER UTENTI CON PIU' STALLI

NECESSARIO SOLO PER UTENTI CON PIU' STALLI

NECESSARIO SE PRESENTE UN SOLO STALLO

STALLO UTENTE

EVENTUALE STALLO ULTERIORE UTENTE

NOTE — 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE

2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG

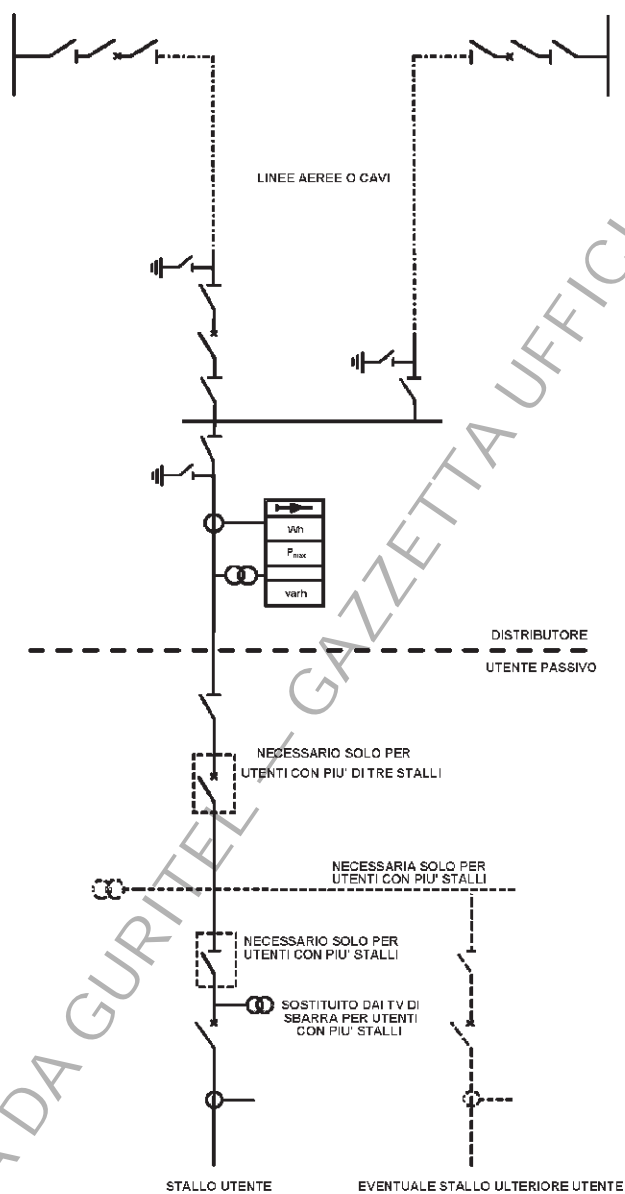
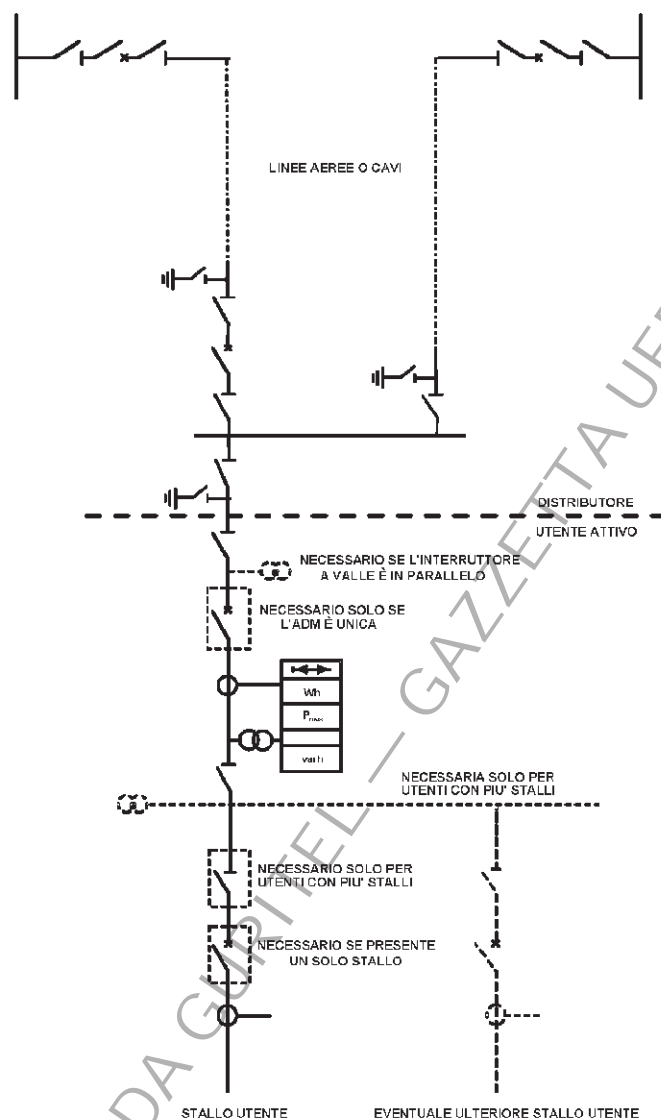
Figura 9 – Inserimento in entra-esce con schema ridotto su entrambi gli stalli (schema MR2) per Utenti attivi

NOTE – 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE
2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG.

Figura 10 – Inserimento in entra-esce con schema ridotto su un solo stallo (schema MR1) per Utenti passivi

NOTE – 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE

2) SE È PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, È SEMPRE NECESSARIO IL DG. È POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE.

3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE.

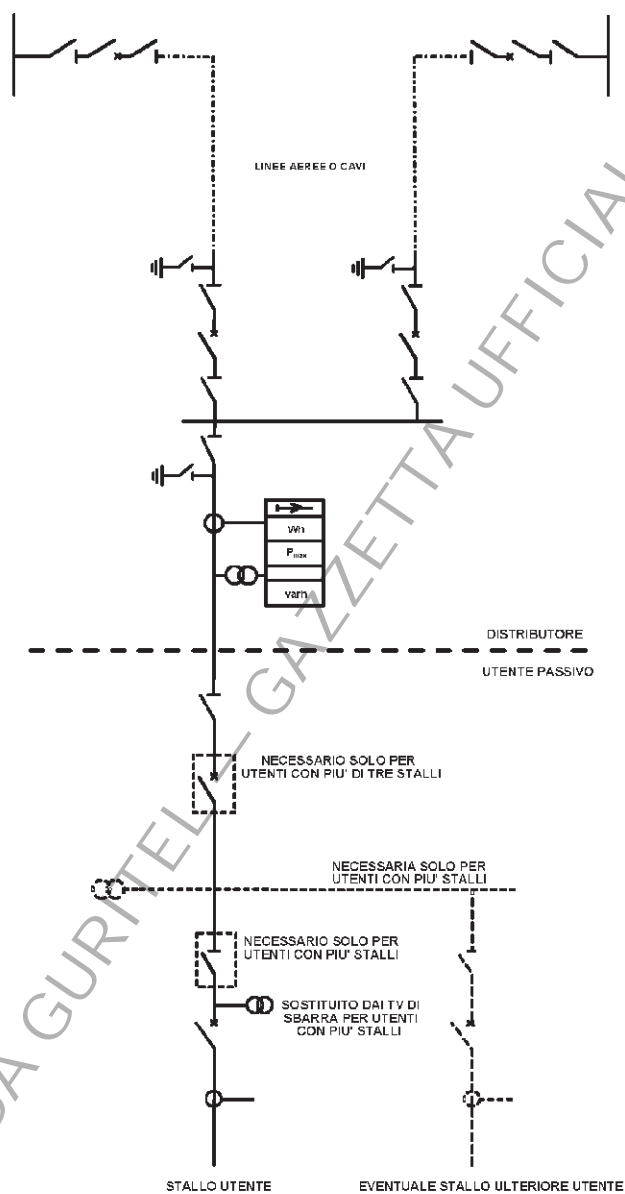
Figura 11 – Inserimento in entra-esce con schema ridotto su un solo stallo (schema MR1) per Utenti attivi (fino a 20 MVA)

NOTE – 1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED È AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE
2) IN ASSENZA DI DG, SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCE LA PROTEZIONE TIPICA DEL DG

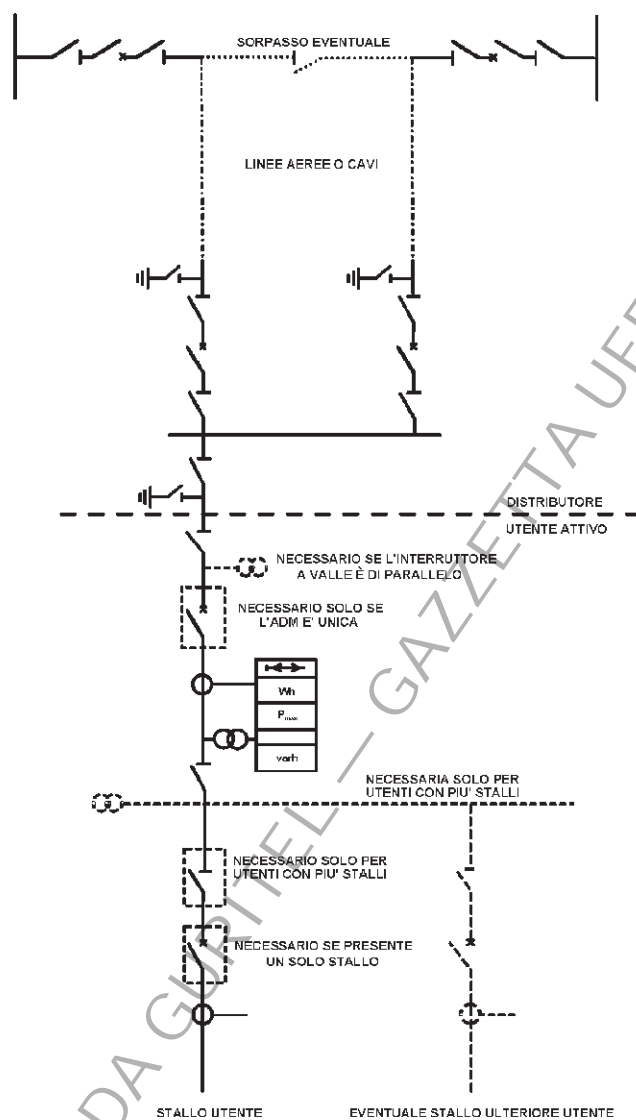
Figura 12 – Inserimento in entra-esce (schema CBa) per Utenti passivi

NOTE –
1) IN ASSENZA DI DISPOSITIVO GENERALE (DG) SONO AMMESSI FINO A TRE STALLI UTENTE ED E' AMMESSA UNA SOLA TERNA DI TV SULLA SBARRA UTENTE
2) SE È PRESENTE UN'UNICA APPARECCHIATURA DI MISURA (ADM) APPENA A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA, E' SEMPRE NECESSARIO IL DG E' POSSIBILE OMETTERE IL DG SE CIASCUNA ADM E' POSTA A VALLE DEL RISPETTIVO DISPOSITIVO DI MONTANTE.
3) SULL'INTERRUTTORE DI OGNI MONTANTE AGISCONO LE PROTEZIONI TIPICHE DEL DG; AGISCONO ANCHE LE PROTEZIONI DI INTERFACCIA QUALORA TALI FUNZIONI NON SIANO ASSOLTE DA ALTRI INTERRUTTORI A VALLE

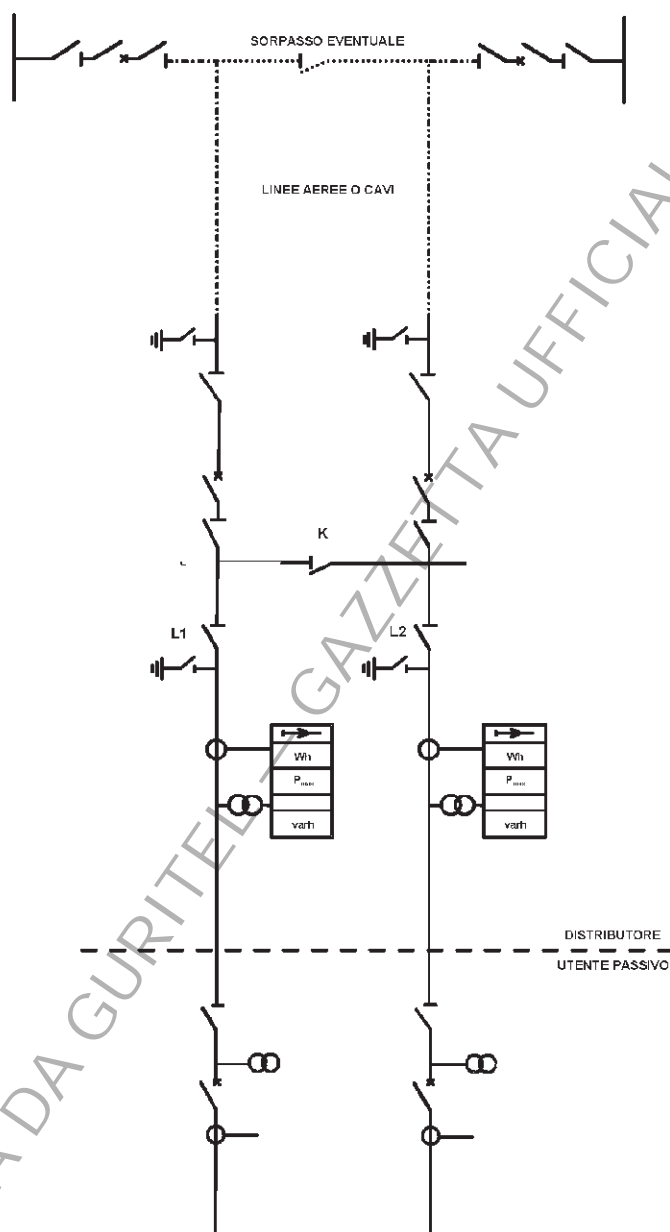
Figura 13 – Inserimento in entra-esce (schema CBa) per Utenti attivi

NOTA – È POSSIBILE MOTORIZZARE E TELECOMANDARE I SEZIONATORI L1, L2 E K.

Figura 14 – Inserimento in entra-esce con doppio stallo Utente, congiuntore e sorpasso (schema CBb) per Utenti passivi

SORPASSO EVENTUALE

LINEE AEREE O CAVI

K

L1

L2

DISTRIBUTORE

UTENTE ATTIVO

Wh

P_{max}

varh

STALLO UTENTE

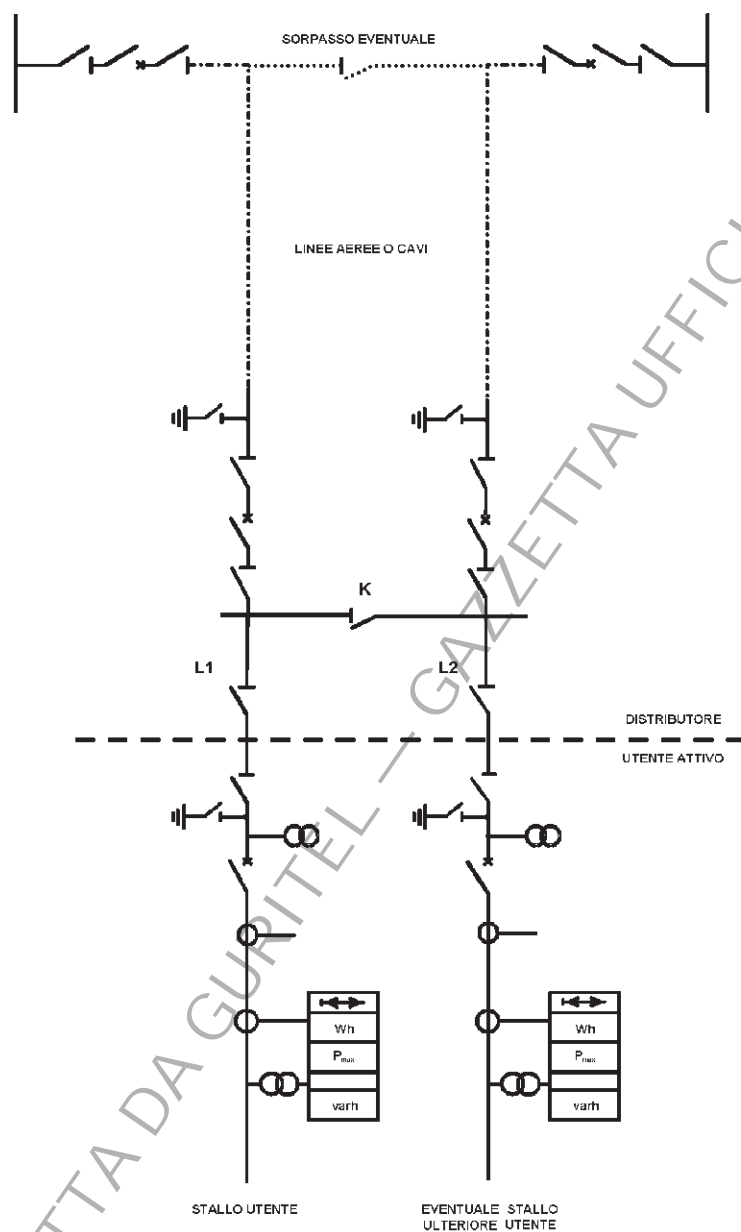
EVENTUALE STALLO ULTERIORE UTENTE

NOTA – È POSSIBILE MOTORIZZARE E TELECOMANDARE I SEZIONATORI L1, L2 E K.

Figura 15 – Inserimento in entra-esce con doppio stallo Utente, congiuntore e sorpasso (schema CBb) per Utenti attivi

7.5 Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti

7.5.1 Confini di proprietà e apparecchiature dell'Utente funzionali all'attività di distribuzione

Le attività elettriche di competenza del Distributore devono essere separate dalle attività elettriche di competenza dell'Utente.

La Fig. 16 riassume nei termini generali la configurazione del collegamento d'Utente per la connessione in entra-esce di un Utente passivo.

Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà(14) degli impianti.

Qualora l'impianto di rete per la consegna preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato idoneo (secondo quanto riportato in 7.5.9) nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento.

Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del Distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Nel caso di Utenti passivi, trovano posto nel fabbricato anche i complessi di misura e/o telemisura delle grandezze elettriche. In tal caso a tale fabbricato (da predisporre secondo quanto riportato in 7.5.9) ha accesso anche l'Utente.

Nel caso di Utenti attivi, deve essere previsto un idoneo locale per il misuratore (da predisporre secondo quanto riportato in 7.5.9), con accesso garantito al Distributore; è preferibile che tale accesso avvenga da pubblica via. L'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del Distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Qualunque intervento del personale del Distributore necessario per mettere in sicurezza l'impianto dell'Utente (o sue parti) è regolato dal contratto per la connessione.

(14) Nel presente documento per proprietà s'intende la disponibilità del bene in generale.

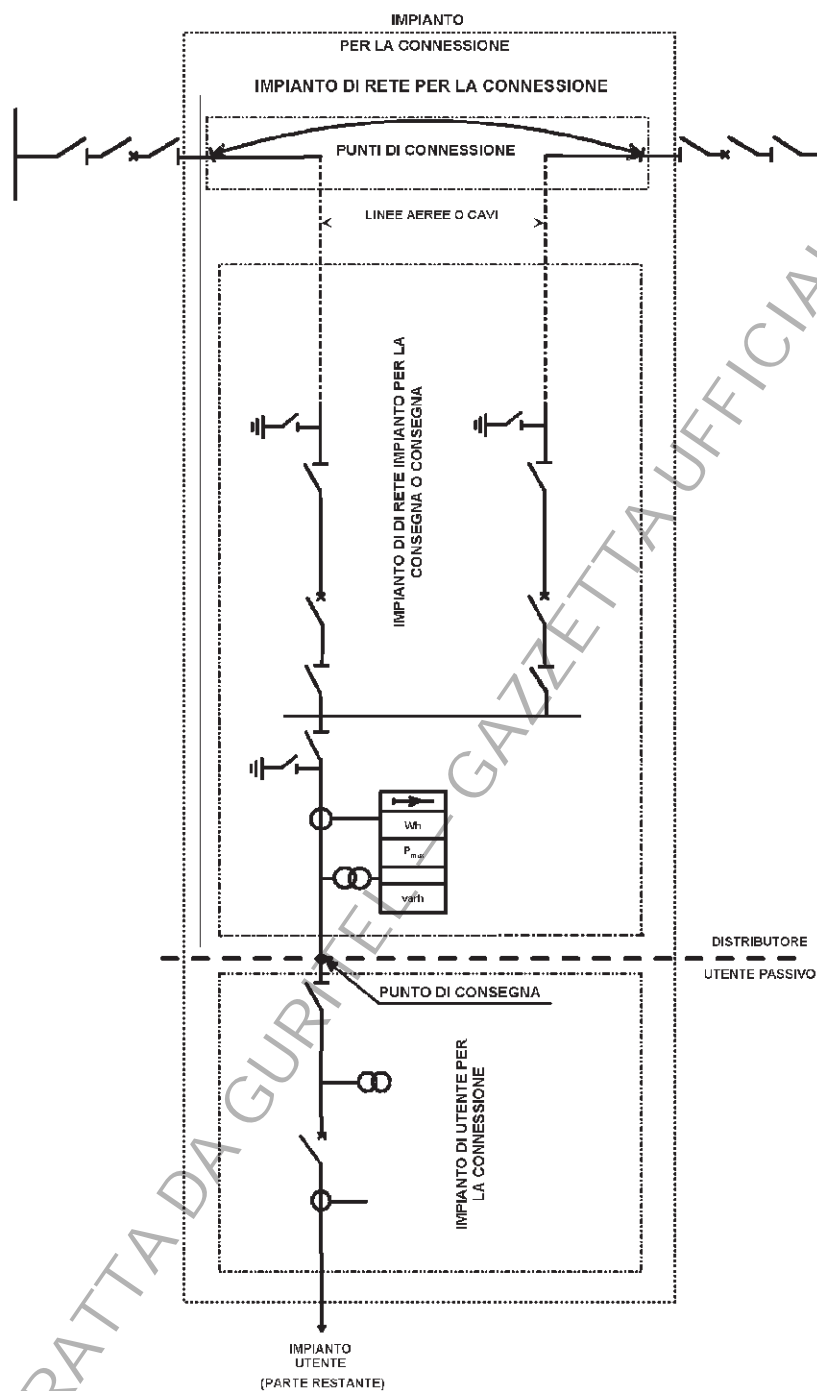



Figura 16 – Configurazione generale del collegamento d'Utente (p.es., caso di Utente passivo)

Nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione possono essere collocati uno o più[15] punti di consegna, che separano la proprietà del Distributore da quelle di uno o più Utenti e definiscono il confine circa le competenze per la realizzazione delle opere e le responsabilità in materia di manutenzione e garanzia reciproca delle prestazioni.

Nel caso di apparecchiature e componenti funzionali anche all'attività di distribuzione installati nell'impianto dell'Utente devono essere chiare le deleghe di responsabilità per l'esercizio ed la manutenzione intercorrenti tra Distributore e Utente.

7.5.1.1 Punto di consegna e confini di competenza

Il punto di consegna consiste generalmente nei codoli lato rete del sezionatore di linea (sezionatore di terra qualora presente) facente parte dell'impianto di utenza per la connessione. Il punto di consegna definisce il confine di competenza per quanto riguarda i circuiti di potenza.

Per i circuiti BT di controllo e protezione il confine di competenza è generalmente individuato in apposite interfacce o morsettiere di interfaccia.

7.5.1.2 Apparecchiature dell'Utente funzionali all'attività di distribuzione

Vengono definite apparecchiature dell'Utente funzionali (anche non in modo esclusivo) all'attività di distribuzione:

- tutti gli interruttori, sezionatori e sistemi di sbarra che, in relazione allo schema di connessione, sono necessari a configurare la rete, ovvero a garantire la continuità, la magliatura e la flessibilità di gestione della rete;
- tutti i sistemi di protezione, i telescatti e gli automatismi di apertura che agiscono sugli interruttori di cui alla precedente lettera a) che garantiscono la connessione operativa degli impianti di Utente nelle possibili condizioni di funzionamento;
- gli interruttori necessari al distacco dell'Utente dalla rete con i relativi sistemi di protezione e i telescatti e i relativi automatismi di apertura;
- gli apparati di monitoraggio, di misura e delle relative telecomunicazioni che garantiscono il flusso informativo tra Distributore e Utente.

Per quanto riguarda gli apparati di regolazione di tensione e frequenza nonché gli apparati di monitoraggio, di misura e di telecomunicazione che garantiscono il flusso informativo tra Gestore ed Utente si fa riferimento al Codice di Rete.

I rapporti tra Distributore e Utente devono essere conformi alle regole generali di seguito elencate.

- L'esercizio, e in particolare la conduzione, delle parti di cui alla precedente lettera a) deve essere effettuato attuando le indicazioni del Distributore, che determina le configurazioni di rete attraverso il comando degli organi di manovra. Il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti devono essere assicurati in tempi minimi. È necessario che tali organi di manovra possano essere manovrati, d'intesa con il Distributore, nell'arco delle 24 h della giornata e nell'arco dell'intero anno, localmente o comandati a distanza.
- L'esercizio delle parti di cui alla precedente lettera b) deve comprendere l'attuazione, ed il relativo riscontro, delle regolazioni delle protezioni stabilite. In caso di malfunzionamento, il ripristino della piena funzionalità deve avvenire in tempi minimi, tenendo presente che l'indisponibilità delle protezioni comporta l'apertura del collegamento.
- La gestione da parte dell'Utente degli apparati di cui alla lettera c) deve assicurarne la piena e continua funzionalità, nonché il ripristino della stessa in tempi minimi.
- La gestione da parte dell'Utente degli apparati di cui alla lettera d) deve assicurare le stesse prestazioni assicurate per gli apparati di cui alla lettera b), tenendo, tuttavia, conto della minore criticità dei tempi di ripristino delle parti di impianto in oggetto rispetto ai sistemi di protezione e controllo.
- Qualsiasi modifica degli apparati di cui ai punti a), b), c) e d) rilevante ai fini della funzionalità della rete deve essere concordata con il Distributore.

(15) Nel caso di connessione di più Utenti o di un singolo Utente con più punti di consegna.

- In caso di sviluppo e/o modifica della rete, l'Utente è tenuto ad adeguare gli apparati di cui al punto precedente a quanto richiesto dal Distributore.
- La manutenzione degli apparati di cui ai punti a), b), c) e d) rilevanti ai fini della funzionalità della rete deve essere concordata col Distributore ed allo stesso notificata.

7.5.2 Impianto di rete per la connessione

Il progetto, la realizzazione, la manutenzione, la riparazione e l'esercizio dell'intero impianto sono generalmente di pertinenza del Distributore.

Nei casi previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 281/05, è possibile la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione da parte del soggetto produttore.

Nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione, l'impianto di rete per la consegna è essenzialmente costituito dalle apparecchiature di manovra e sezionamento del Distributore. Sulla stessa sbarra AT facente parte dell'impianto di rete per la consegna, può essere prevista la predisposizione per la realizzazione della derivazione di un trasformatore AT/MT (Cabina Primaria) funzionale alla attività del Distributore (p.e., distribuzione pubblica in media tensione). In tal caso, la messa a disposizione degli spazi necessari alle attività del Distributore non direttamente funzionali alla connessione dell'Utente deve essere oggetto di appositi accordi.

L'impianto di rete per la consegna è di norma installato in un'area messa a disposizione dall'Utente, il cui accesso è riservato esclusivamente al personale del Distributore.

L'impianto dell'Utente deve essere sempre sezionabile dal resto della rete.

7.5.3 Impianto di utenza per la connessione

7.5.3.1 Dispositivi previsti

Gli impianti d'utenza per la connessione debbono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione.

In particolare, sono sempre necessari i dispositivi di seguito elencati; in funzione del tipo di impianto da connettere (impianto attivo o passivo) sono necessari ulteriori dispositivi, specificati in 7.6.2.

- *Sezionatore generale*, posto immediatamente a valle di ciascun punto di consegna e destinato a sezionare l'impianto di utenza per la connessione dalla rete.
- *Interruttore generale*, posto immediatamente a valle del sezionatore generale e in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione l'intero impianto di utenza. Tale interruttore può essere dotato di un dispositivo per il parallelo tra reti ed è normalmente da prevedere per tutte le tipologie di Utenti[16]. Tuttavia, l'interruttore generale può essere omesso se sono rispettate tutte le seguenti condizioni:
  - la sbarra dell'Utente è posta immediatamente a valle del punto di consegna ed è equipaggiata al più con una terna di trasformatori voltmetrici;
  - a tale sbarra sono attestati non più di tre stalli equipaggiati con i trasformatori di misura/protezione immediatamente a valle del relativo interruttore;
  - l'impianto Utente non è alimentato in derivazione rigida o con schemi ridotti in una porzione di rete dove è adottata una protezione differenziale di linea[17].
- In caso di omissione dell'interruttore generale, le funzioni normalmente attribuite a tale interruttore sono assolte dagli interruttori immediatamente attestati alla sbarra Utente, su ciascuno dei quali sono da prevedere le protezioni e le regolazioni tipiche del dispositivo generale.
- La funzione dell'interruttore generale non può essere assolta da interruttori il cui stato influenzi l'assetto e la magliatura della rete.

Il comando di chiusura dell'interruttore generale deve essere sempre regolamentato per non danneggiare persone o cose e deve essere esclusivamente impartito dall'Utente.

(16) L'insieme di sezionatore generale e interrutore generale è detto Dispositvo Generale (DG)

(17) Tipicamente, la protezione differenziale di linea è adottata qualora vi siano linee realizzate in cavo, ovvero vi siano linee aeree o miste aeree/cavo di lunghezza ridotta.

7.5.3.2 Criteri di dimensionamento

La separazione tra Utente e Distributore, in termini di responsabilità nell'esercizio, con riferimento alle attività di conduzione e manutenzione dell'impianto di connessione, deve essere ben individuabile sugli schemi e ben visibile in sito.

Per gli impianti già in esercizio, la separazione deve essere realizzata compatibilmente con la struttura d'impianto esistente ed in particolare con gli spazi disponibili.

La Norma CEI 11-1 è il di riferimento per la progettazione e la costruzione dell'impianto per la connessione. I componenti dell'impianto devono rispondere agli standard normativi CEI e CENELEC applicabili.

Tutte le apparecchiature dovranno essere dimensionate in modo compatibile con le caratteristiche della rete nel punto di connessione (p.e., tensioni e correnti nominali, correnti di cortocircuito, ecc).

Le dimensioni dell'area occupata dagli impianti e dai fabbricati devono essere tali da rispettare le distanze di sicurezza ed ogni vincolo stabilito dalle Norme CEI vigenti.

Il Distributore può modificare le caratteristiche dell'energia che fornisce all'Utente ovvero i propri impianti, nonché i criteri di esercizio della rete, sulla base dell'evoluzione della normativa, del progresso tecnologico che interessa sistemi ed apparecchiature e della situazione regolatoria, alla luce delle più recenti e affidabili acquisizioni tecniche e scientifiche, o a standard internazionalmente accettati. In tal caso la necessaria trasformazione degli impianti ed apparecchi deve aver luogo a cura del Distributore e dell'Utente per quanto di rispettiva proprietà. All'Utente deve essere garantito un anticipo minimo di 12 mesi per l'adeguamento eventualmente necessario dei propri impianti ed apparecchi. Specifici accordi verranno presi tra le parti.

7.5.4 Punti di consegna multipli e alimentazioni di emergenza

Il parallelo tra punti diversi della rete di distribuzione attraverso Utenti con più punti di consegna è regolato dal Distributore.

In caso di presenza di punti di consegna multipli, anche al fine dell'alimentazione di emergenza, devono essere previsti, su richiesta del Distributore, opportuni interblocchi meccanici. Tali interblocchi devono operare sugli organi di manovra per evitare il funzionamento in parallelo di distinti sistemi elettrici.

Qualora, per motivi legati alla complessità impiantistica o all'ubicazione delle apparecchiature, non siano possibili altre soluzioni, si dovranno prevedere blocchi elettrici a sicurezza positiva o di tipo ridondante.

Il Distributore può assicurarsi del corretto funzionamento degli interblocchi presenziando alle prove di funzionamento dei blocchi al momento della messa in servizio e/o richiedendo, in qualsiasi momento, l'effettuazione delle relative manovre alla presenza dei propri incaricati.

Allo scopo di evitare interruzioni del servizio durante il cambio di assetto della rete, previo accordo tra Distributore e Utente, è ammesso il parallelo transitorio realizzabile unicamente con un sistema automatico che verifichi la differenza tra i moduli e gli angoli delle tensioni. I valori massimi dei parametri per il parallelo sono predefiniti dal Distributore.

La durata del funzionamento in parallelo delle diverse alimentazioni deve essere la più breve possibile compatibilmente con i tempi di manovra e di telecomando degli interruttori e deve essere in ogni caso concordata con il Distributore.

7.5.5 Impianto di terra sotteso all'impianto di consegna

7.5.5.1 Dimensionamento

Il dispersore unico, relativo all'impianto di consegna e all'impianto di utenza per la connessione (eventualmente comune con il complessivo impianto di utenza), deve essere progettato e realizzato a cura dell'Utente. Il progetto del dispersore deve essere redatto a cura dell'Utente sulla base delle informazioni vincolanti fornite dal Distributore relative alla disposizione delle masse, delle masse estranee, delle apparecchiature, degli edifici e di ogni altro elemento che influenzi le tensioni di contatto e di passo nell'impianto di consegna e nell'impianto di utenza per la connessione.

Nel progetto del dispersore unico si può tenere conto della riduzione della corrente di terra dovuta alle funi di guardia o allo schermo dei cavi secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1. La possibilità di tale collegamento deve essere concessa dal Distributore previo accordo con l'Utente e compatibilmente con le condizioni specifiche circa il trasferimento di potenziali pericolosi. In tal caso, il Distributore è tenuto a garantire la continuità della fune di guardia e dello schermo dei cavi.

L'informazione circa la disponibilità o meno delle funi di guardia o dello schermo dei cavi, ai fini del presente paragrafo deve essere resa disponibile all'Utente da parte del Distributore unitamente alle informazioni vincolanti di cui sopra.

Il dimensionamento del dispersore deve essere effettuato dall'Utente sulla base del valore della corrente I_E (come definita nella Norma CEI 11-1) e del tempo di eliminazione del guasto. Il Distributore deve fornire all'Utente il valore di corrente di guasto monofase a terra I_F (come definita nella Norma CEI 11-1) e il tempo di eliminazione del guasto (vedi anche in 5.1.1.8).

7.5.5.2 Verifiche

La verifica iniziale dell'impianto di terra relativo all'impianto di utenza deve essere effettuata mediante la misura delle tensioni di contatto e di passo, secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1, tenuto conto della Guida CEI 11-37 per quanto attiene i valori di U_{Tp}. In particolare, è richiesto che le verifiche siano condotte con uno strumento in grado di alimentare il circuito amperometrico con almeno 50 A. Al termine della verifica deve essere sempre compilata una relazione nella quale siano indicati la metodologia di prova e i risultati della verifica con le indicazioni dei valori misurati delle tensioni di contatto e di passo e dei punti in cui sono state misurate.

La verifica iniziale dell'impianto di terra di competenza del Distributore viene effettuata a cura del medesimo[18]; incaricati dell'Utente potranno presenziare a dette verifiche. È auspicabile che le due verifiche siano svolte contestualmente previo accordo tra le parti, in quanto, normalmente, l'effettuazione di dette misure rende tipicamente necessario l'impiego di un dispersore ausiliario di corrente a una distanza difficilmente raggiungibile con collegamenti provvisori (circuito per l'iniezione di corrente); di conseguenza, il Distributore rende disponibile (previi accordi con l'Utente) una propria linea di alimentazione, nonché l'impianto di terra di un'installazione adiacente quali, rispettivamente, circuito amperometrico e dispersore ausiliario di corrente.

Prima dell'attivazione della connessione, l'Utente consegna al Distributore copia della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore (secondo quanto prescritto dal Decreto 22 gennaio 2008, n. 37 e s.m.i.). Tale dichiarazione può riferirsi all'intero impianto elettrico di utenza o essere limitata al solo impianto di terra.

A tale dichiarazione deve essere aggiunta la relazione della misura delle tensioni di contatto e di passo (limitatamente all'impianto di utenza), che l'impresa installatrice deve consegnare all'Utente in base a un vincolo contrattuale da inserire esplicitamente negli accordi tra Utente e installatore. Il Distributore ha facoltà di presenziare alle suddette verifiche.

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra di utenza sono di esclusiva pertinenza dell'Utente, il quale invia al Distributore copia del verbale delle verifiche di legge eseguite ai sensi del DPR 462/01 (e s.m.i.)[19].

Il Distributore provvede a comunicare autonomamente all'Utente variazioni significative e permanenti dei valori di corrente di guasto monofase a terra e/o dei relativi tempi di eliminazione del guasto tramite raccomandata A/R[20].

Al fine di comunicare il valore della corrente di guasto monofase a terra all'Utente, il Distributore, che esercisce la rete di alta tensione, deve mantenere aggiornati i dati con frequenza almeno annuale.

(18) È consigliabile che le parti si accordino in modo che l'Utente si faccia carico della verifica di ambo gli impianti, mentre il Distributore mette a disposizione il circuito amperometrico e il dispersore ausiliario, compatibilmente con le esigenze di esercizio della rete e di alimentazione di altri Utenti.

(19) In alcune specifiche situazioni, ove non ricorrano gli obblighi del DPR 462/01, si richiede la documentazione per le verifiche equivalente.

(20) In alternativa, previa comunicazione in fase di connessione, può essere impiegato un sistema di posta elettronica certificata.

Il calcolo va effettuato con riferimento all'assetto normale di esercizio della rete AT; non vanno considerate, pertanto, situazioni non permanenti, ad es. derivanti da guasti, variazioni di assetto per lavori, purché si preveda il ripristino delle precedenti condizioni di esercizio una volta avvenuta la riparazione dei guasti o completati i lavori.

Per variazione significativa e permanente del tempo di intervento, si intende una qualsiasi variazione (a crescere) del tempo di intervento stesso.

Nel caso della corrente di guasto, per variazione significativa e permanente, si intende una variazione stabile (ad es. aumento significativo della corrente per effetto della costruzione di nuove linee o stazioni, oppure ancora della connessione di nuovi impianti di generazione) della corrente effettiva di guasto monofase a terra superiore al valore già comunicato all'Utente.[21]

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra di competenza del Distributore sono di competenza del medesimo. È auspicabile un accordo tra le parti.

L'Utente resta esclusivo proprietario e responsabile del dispersore unico, anche per la manutenzione, esercizio ed eventuali provvedimenti correttivi che si rendessero necessari per rientrare nei limiti di sicurezza, esclusi quelli dovuti ad ampliamenti o modifiche dell'impianto condotti dal Distributore[22].

7.5.5.3 Collegamenti ad altri impianti di terra

Qualora sia necessario mantenere separati gli impianti di terra della parte di impianto Utente su cui insistono le masse delle apparecchiature AT dal rimanente impianto di terra dell'Utente (p.e., stazione AT con trasformatori AT/MT di utenza posta a distanza rilevante dal rimanente impianto MT e BT dell'Utente), ovvero qualora siano presenti ulteriori punti di consegna (per emergenza) in MT o BT, al fine di evitare il trasferimento di tensioni tra i diversi impianti di terra, nel caso in cui la tensione totale di terra durante un guasto a terra in AT superi la tenuta d'isolamento a frequenza industriale della apparecchiature, deve essere previsto un trasformatore di isolamento opportunamente dimensionato.

7.5.6 Responsabilità per la sicurezza

Il Distributore e gli Utenti adottano regole di sicurezza per l'esecuzione di lavori nell'impianto stesso, in accordo con tutte le norme vigenti in materia (in particolare CEI EN 50110-1 e CEI 11-27) e con le procedure adottate dal Distributore, prevedendo, tra l'altro, le misure di sicurezza nei punti di sezionamento e sul posto di lavoro.

I Distributori e gli Utenti aggiornano le regole di sicurezza in relazione all'evoluzione normativa e alle modificazioni degli impianti.

7.5.7 Indisponibilità per manutenzione

I programmi di manutenzione delle parti d'impianto d'utenza direttamente funzionali all'assetto di esercizio della rete di distribuzione devono essere concordati e approvati dal Distributore, per tener conto della compatibilità con i piani di manutenzione della rete.

L'Utente è tenuto a:

- comunicare al Distributore il piano di indisponibilità nelle scadenze dal medesimo stabilite;
- comunicare tempestivamente ogni richiesta di variazione;
- coordinare i propri piani di lavoro con quelli del Distributore attenendosi ai programmi concordati.

I programmi di manutenzione di tutti gli altri elementi (relé, sistemi di comunicazione, ecc) che non comportano indisponibilità dei collegamenti ma di una o più funzioni d'interesse del Distributore, devono essere comunicati al Distributore stesso con congruo anticipo e da questi approvati.

(21) Solo se la variazione è superiore al 10%.

(22) Per ampliamenti o modifiche si intende anche l'aggiunta (o la diversa collocazione) di masse non comprese nelle informazioni vincolanti fornite in fase di progetto (vedi 7.5.5.1)

7.5.8 Servizi ausiliari

L'Utente è tenuto a fornire al locale di competenza del Distributore un'alimentazione trifase BT con neutro, derivata dai propri impianti, con potenza adeguata alle esigenze dell'impianto collegato (generalmente 10 kVA per connessioni in antenna o derivazione, e 30 kVA per connessioni in entra – esce).

La messa a terra del neutro BT deve essere effettuata allo stesso impianto di terra dell'impianto di rete per la consegna.

Per le connessioni in entra-esce da linea AT, l'indisponibilità di tale alimentazione deve essere limitata a due ore dalla comunicazione da parte del Distributore, per esempio tramite gruppo elettrogeno ovvero ulteriore alimentazione di emergenza.

In questa fattispecie (connessione in entra-esce), in alternativa ripetto all'alimentazione di emergenza messa a disposizione dall'Utente, è facoltà del Distributore predisporre un'ulteriore alimentazione, per i servizi ausiliari, derivata da una connessione MT o BT per alimentazione di emergenza, secondo le condizioni stabilite dall'AEEG.

7.5.9 Caratteristiche dell'area e dei locali per l'impianto di rete per la consegna

Per la realizzazione dell'impianto di consegna, l'Utente deve mettere a disposizione del Distributore un'area opportunamente attrezzata, nella quale deve essere realizzato anche il fabbricato servizi. Al riguardo, si precisa quanto segue.

- *Connessioni in entra–esce*: l'area da mettere a disposizione è quella relativa all'impianto di consegna.
- *Connessioni in antenna da Cabina Primaria*: l'area da mettere a disposizione è quella necessaria per l'eventuale sezionamento (e misure in caso di Utente passivo).
- *Connessione in derivazione a T*: le aree da mettere a disposizione sono quelle necessarie per la realizzazione dell'impianto di consegna (e misure in caso di Utente passivo). Qualora il sezionamento all'inizio della derivazione a T sia in un'area ricompresa nel terreno di proprietà dell'Utente, l'Utente stesso deve mettere a disposizione anche l'area necessaria ad ospitare tale sezionamento.

In caso di connessioni in antenna o in derivazione a T, è facoltà del Distributore richiedere che le aree destinate all'impianto di rete per la consegna siano tali da consentire lo sviluppo per una futura connessione in entra-esce.

Le aree in oggetto resteranno di proprietà dell'Utente con cessione in uso al Distributore per tutta la durata in cui il rapporto con il Distributore resta in essere.

Qualora il Distributore ritenga necessario assicurarsi la disponibilità dell'area per proprie esigenze anche nell'eventualità di cessazione della connessione all'Utente, deve essere stipulato regolare atto di servitù inamovibile, con opzione per l'acquisto del terreno con diritto di prelazione.

L'area da mettere a disposizione del Distributore deve generalmente avere accesso diretto da strada aperta al pubblico; nel caso di connessioni in antenna o a T, qualora la suddetta area sia interna alla proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza da parte del Distributore (con mezzi idonei alle operazioni da compiere) deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Le aree dovranno essere provviste di illuminazione esterna comandata da interruttore crepuscolare.

Tutte le opere civili, compresa la progettazione esecutiva, necessarie per la realizzazione dell'impianto di consegna (fabbricato, recinzioni, fondazioni, pozzetti, tubi per il passaggio dei cavi BT, ecc.) devono corrispondere alle prescrizioni del Distributore. Le opere saranno a cura dell'Utente, che ha facoltà di scegliere l'esecutore delle opere stesse. La progettazione delle opere deve essere approvata dal Distributore; i requisiti fondamentali da soddisfare sono i seguenti:

- la separazione fra l'impianto di competenza del Distributore e quello dell'Utente deve essere realizzata mediante una recinzione di altezza almeno 2 m preferibilmente in rete non metallica o in pannelli non metallici (in laterizi, in cemento prefabbricato, ecc.), tale da permettere una chiara e reciproca visibilità degli impianti;
- l'accesso alla cabina del Distributore dalla strada aperta al pubblico deve essere diretto e avvenire tramite un cancello preferibilmente di tipo scorrevole, che permetta l'accesso ad automezzi con portata fino a 10 tonnellate, e largo almeno 5 m; in relazione a particolari dislocazioni degli impianti o per esigenze di sicurezza industriale, si può derogare a tale principio sempre che venga costantemente garantito al personale del Distributore il rapido e sicuro accesso agli impianti di pertinenza;
- le strade di accesso devono essere asfaltate, mentre per i piazzali su cui installare le apparecchiature si devono adottare idonee pavimentazioni;

il fabbricato deve essere conforme alle vigenti Norme di legge e tecniche, deve avere caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (p. e., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al suo impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore, e deve essere composto:

- da un locale contatori (solo per Utenti passivi, dimensioni indicative 2,0 m x 3,5 m, altezza 2,8 m), per le misure AT che deve essere realizzato con porte distinte dotate di serrature diverse, in modo tale che il personale del Distributore e quello dell'Utente possano accedere solo all'impianto di propria competenza;
- per le connessioni in entra-esce, da tre ulteriori locali, (presenza di interruttori AT lato Distributore); i locali, accessibili solo al Distributore, sono così destinati: un locale da adibire ai quadri (dimensioni indicative 6,0 m x 3,5 m x 2,8 m), uno per la batteria dei servizi ausiliari (dimensioni indicative 2,0 m x 3,5 m x 2,8 m) ed uno per il telecontrollo (dimensioni indicative 2 m x 3,5 m x 2,8 m). Il locale per l'esercizio delle batterie stazionarie deve essere realizzato in conformità alla Norma CEI EN 50272-2 e alle Norme antinfortunistiche vigenti.

Il fabbricato deve inoltre essere completato con un impianto elettrico di servizio (illuminazione e forza motrice) e climatizzazione estiva ed invernale.

7.5.10 Caratteristiche dei componenti elettrici

Le prescrizioni seguenti si applicano all'impianto di rete per la connessione e all'impianto di utenza per la connessione.

Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere rispondenti alle normative in vigore all'atto dell'accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della rete (quali, ad esempio, macchine, apparecchiature o sistemi di controllo) devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità, secondo ISO 9001, Vision 2000 (e s.m.i.).

Tutti gli apparati e tutti i circuiti, primari e secondari, devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria, corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di cortocircuito della rete nei siti di connessione.

Per la particolare importanza associata al Dispositivo Generale (cui sono delegate le funzioni di intervento selettivo in caso di guasto interno alla rete di Utente) le relative prescrizioni sono contenute nel successivo paragrafo dedicato.

7.5.11 Dispositivo Generale

Il Dispositivo Generale deve rispondere alle prescrizioni contenute in 7.5.3.1. Le funzioni di protezione associate al DG sono dettagliate nel paragrafo che segue.

7.5.12 Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale

7.5.12.1 Criteri generali

I sistemi di protezione dell'Utente e della rete devono:

– contribuire alla sicura individuazione degli elementi guasti del sistema elettrico ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio;
– essere opportunamente coordinati;
– essere monitorati, ai fini dell'accertamento del comportamento e per la ricostruzione dei disservizi;
– assicurare la riserva reciproca in caso di malfunzionamento.

La scelta del sistema di protezione dell'Utente (per gli aspetti rilevanti ai fini della rete di distribuzione) deve essere effettuata seguendo le indicazioni del Distributore, tenendo conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti:

– assetto delle protezioni nelle stazioni limitrofe;
– schemi di connessione;
– caratteristiche dell'impianto di rete per la connessione, dell'impianto di utenza per la connessione e del restante impianto dell'Utente (esecuzione in aria, SF6, ecc.);
– caratteristiche dei collegamenti (linea aerea, in cavo, mista).

Le caratteristiche e la tipologia dei relé da adottare devono tenere conto della natura attiva o passiva dell'impianto dell'Utente.

L'Utente e il Distributore sono responsabili del corretto funzionamento dei propri sistemi di protezione. Tali sistemi devono essere correttamente mantenuti. In occasione di interventi intempestivi, ovvero di mancati interventi del sistema di protezione dell'Utente, su richiesta l'Utente stesso è tenuto a fornire al Distributore (e al Gestore) le informazioni necessarie alla ricostruzione dell'evento. Analoghe procedure si applicano al Distributore in caso di malfunzionamenti al sistema di protezione di pertinenza del medesimo. In caso di malfunzionamento del sistema di protezione dell'Utente, il Distributore e il Gestore hanno facoltà di chiedere la revisione del sistema e l'immediata adozione di provvedimenti correttivi.

Per quanto riguarda le informazioni che l'Utente deve fornire al Distributore (e al Gestore), esse sono specificate nella Norma CEI 11-32 per gli Utenti attivi; per gli altri Utenti tali informazioni consistono nelle segnalazioni di avviamento e scatto delle protezioni, nonché negli eventuali tracciati degli oscilloperturbografi presenti in impianto.

Il macchinario dell'impianto di Utente deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a guasti non coperti dalle protezioni di rete (quali, ad esempio, i guasti longitudinali[(23)]. Il macchinario medesimo deve inoltre resistere alle sollecitazioni dovute ai guasti in rete, ed alle eventuali richiusure effettuate sulla rete stessa.

7.5.12.2 Protezioni da adottare per gli tutti gli Utenti

Nel punto di consegna il Distributore non è tenuto a installare alcuna apparecchiatura di protezione.

Il Sistema di protezione (ovvero Sistema di Protezione Generale, SPG nel seguito) associato al Dispositivo Generale è composto da:

– trasformatori di corrente di fase (e, se previsti, trasformatori di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
– relé di protezione (Protezione Generale, PG nel seguito) con relativa alimentazione;
– circuiti di apertura dell'interruttore.

Nel suo complesso, il SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

(23) Il caso più tipico di guasti longitudinali è costituito dall'interruzione di fase.

Le protezioni contro i guasti interni[24] devono provvedere a isolare in modo definitivo e selettivo la sola parte guasta dell'impianto di Utente, compatibilmente con lo schema di connessione adottato, senza coinvolgere parti di rete o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

Tali protezioni (Protezione Generale, PG nel seguito) devono agire sull'interruttore generale (ovvero sugli interruttori attestati sulla sbarra Utente, in caso di omissione del DG).

Le funzioni sopra descritte devono essere garantite, per esempio[25], mediante:

- protezione di massima corrente tripolare a due soglie a tempo indipendente;
- protezione che provvede ad isolare l'Utente dalla rete aprendo il dispositivo generale in caso di mancanza di tensione ausiliaria, ad esempio realizzata con un relé di minima tensione.

Qualora non sia sempre garantita l'immediata possibilità di manovra[26] dell'interruttore generale su richiesta del Distributore, è facoltà del Distributore richiedere all'Utente l'installazione di un relé di minima tensione ad azione ritardata, in grado di aprire l'interruttore generale a seguito di una disalimentazione prolungata dell'impianto stesso.

Data la specificità delle funzioni che devono essere garantite dalla PG in rapporto alle peculiari caratteristiche delle reti AT di distribuzione, nonché le necessità di elevata affidabilità e rapidità di intervento che tale protezione deve garantire, nell'Allegato C si descrivono in dettaglio i requisiti del Sistema di Protezione Generale.

7.5.12.3 Regolazioni dei dispositivi di protezione

Le regolazioni di tutte le protezioni elettriche, principali e di riserva, ovunque installate (nella stazione/cabina di connessione, nell'impianto di consegna, e nell'impianto di Utente, qualora attivo), che condizionano l'eliminazione dei guasti sulla rete sono stabilite dal Distributore mediante procedure codificate, concordate con il Gestore, in linea con quanto prescritto dal Codice di Rete.

Il Distributore e l'Utente si devono scambiare a tal fine tutte le informazioni necessarie.

7.5.12.4 Interventi sui dispositivi di protezione

La regolazione della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione. I valori di regolazione della protezione generale devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore d'intesa col Gestore; stante la specificità degli impianti AT, le regolazioni delle protezioni devono essere indicate caso per caso, secondo criteri di selettività.

Le caratteristiche funzionali e le regolazioni delle protezioni elettriche, concordate o già impostate sulle protezioni stesse, non possono essere modificate dall'Utente senza il preventivo assenso del Distributore.

L'Utente è tenuto ad adeguare le protezioni, installate sui propri impianti, che possano a qualsiasi titolo interferire con il corretto funzionamento della rete, qualora siano caratterizzate da prestazioni, stimate in base alla documentazione o verificate, insufficienti a soddisfare le prescrizioni della presente Norma.

7.5.12.5 Dispositivi di richiusura automatica

Alle protezioni di linea sono tipicamente associati dispositivi di richiusura rapida e lenta.

Il Distributore e il Gestore concordano, a seconda delle caratteristiche dell'impianto Utente e della rete, il tipo di richiusura (unipolare, tripolare, uni-tripolare) da adottare e, ove necessario, le finestre di sincronismo, anche secondo le prescrizioni contenute nel Codice di Rete.

(24) Per guasti interni si intendono i guasti originantisi all'interno dell'impianto Utente.

(25) Per la protezione contro i guasti interni di impianti di Utenti attivi, si veda anche la Norma CEI 11-32.

(26) Tale possibilità si ritiene garantita qualora l'impianto sia presidiato permanentemente da personale in grado di effettuare le manovre ovvero manovrabile in teleconduzione su richiesta del Distributore.

Tali scelte devono essere effettuate secondo i criteri usualmente adottati per linee della rete di trasmissione di pari livello di tensione.

In generale, la richiusura rapida tripolare non è adottata nei collegamenti direttamente afferenti agli Utenti attivi, per evitare sollecitazioni meccaniche inammissibili sui generatori presenti, e nei tronchi successivi di rete. In casi particolari, la richiusura rapida tripolare può essere adottata anche in prossimità di Utenti attivi, predisponendo opportuni criteri di esercizio cautelativi. In alternativa, può essere richiesta l'apertura e la richiusura uni-tripolare, anche adeguando gli interruttori della rete esistente. Sugli stalli AT afferenti a linee totalmente in cavo solitamente non si attivano le richiusure.

Il proprietario di ciascun componente o apparato garantisce la rispondenza del componente o dell'apparato stesso ai requisiti di cui sopra.

7.5.13 Stato del neutro

Per tensioni uguali o superiori a 120 kV, i centri stella dei trasformatori elevatori di centrale e di interconnessione tra reti devono essere predisposti per il collegamento francamente a terra, rendendo il neutro lato AT accessibile. Per consentire la circolazione della corrente omopolare, tali trasformatori dovranno avere un avvolgimento a triangolo.

7.5.14 Sistemi di comunicazione

L'Utente deve trasmettere al Distributore, se da questo richieste, i segnali e le misure stabilite in fase di definizione della connessione, limitatamente al punto di consegna.

Per gli Utenti i cui impianti comprendano unità (di produzione o di consumo) rilevanti, i sistemi di controllo in tempo reale, di comunicazione, teleregolazione e teletrasmissione dati, telefonia e telecomandi devono essere compatibili con quanto richiesto dal Codice di Rete.

Limitatamente alle linee di connessione dell'impianto alla rete potranno essere richieste dall'Utente, se disponibili, informazioni rilevate da:

- registratori cronologici degli eventi;
- segnalazioni locali;
- dispositivi per la rilevazione della qualità della tensione.

Si raccomanda che i protocolli di comunicazione siano conformi alle norme della serie IEC 60870.

7.6 Regole tecniche di connessione per gli Utenti passivi

Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutte le apparecchiature elettriche direttamente connesse con la rete che prelevano energia per uso proprio, con connessioni semplici o multiple (connessioni multi-sito).

7.6.1 Dispositivi per il distacco del carico

L'alleggerimento del carico viene effettuato:

- con dispositivi locali (EAC), basati sulla misura della frequenza e/o della tensione;
- con dispositivi centralizzati del Gestore (BME, BMI).

L'alleggerimento del carico con dispositivi locali viene realizzato, a fronte di variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo carico (in MW) necessario a ristabilire la frequenza nominale. A tale scopo, su richiesta del Gestore, sono installati dal Distributore nei propri impianti opportuni dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata che possono aprire gli interruttori delle linee di alimentazione degli Utenti.

Per l'alleggerimento del carico effettuato con dispositivi centralizzati si applicano le regole di cui al Codice di Rete.

La necessità e le modalità di installazione dei dispositivi di distacco del carico sono definite in fase di connessione, ovvero in fase successiva, a seconda dell'evoluzione dei piani di difesa del sistema.

Nel caso di Utenti interrompibili, devono essere rispettare le prescrizioni contenute nel Codice di Rete.

7.6.2 Limiti di scambio di potenza reattiva

I valori limite del fattore di potenza consentiti nel punto di consegna devono essere concordati nel contratto per la connessione, nel rispetto delle normative tecniche vigenti e del Codice di Rete.

7.7 Regole tecniche di connessione per Utenti attivi

La connessione di Utenti attivi è regolata nel paragrafo 7.7.2, per Utenti i cui impianti non comprendano unità di produzione rilevanti; la connessione dei rimanenti Utenti attivi è invece regolata al paragrafo 7.7.3. Alcune specifiche necessità protettive, legate alla rete AT, sono specificate qui di seguito.

7.7.1 Prescrizioni generali

7.7.1.1 Telescatto rapido per protezione

In relazione alle caratteristiche degli impianti e allo schema di connessione, al fine di garantire la selettività di intervento e la possibilità di estinzione del guasto, il Distributore e/o il Gestore possono prescrivere l'impiego di sistemi di telescatto diretto che agiscono sugli interruttori generali o d'interfaccia.

7.7.1.2 Teleprotezione e differenziali longitudinali

Nel caso di linee corte od a più di due terminali, l'estremo di competenza dell'Utente deve essere equipaggiato con protezioni e apparati di teleprotezione compatibili con quelli adottati sulla rete.

In caso di impiego di protezioni differenziali longitudinali di linea, gli apparati agli estremi (da installare e mantenere a cura del Distributore e dell'Utente) devono essere uguali (stesso costruttore e stesso modello).

7.7.2 Utenti attivi non dotati di unità di produzione rilevanti

Le regole tecniche di connessione di cui al presente paragrafo si applicano esclusivamente agli Utenti i cui impianti non comprendano unità di produzione rilevanti. Su richiesta dell'Utente, qualora le condizioni della rete lo consentano, è possibile applicare, in alternativa a quanto prescritto nel presente paragrafo, le soluzioni previste in 7.7.3 per unità di produzione rilevanti.

7.7.2.1 Impianto di utenza. Dispositivi previsti

Oltre a quanto previsto in 7.5, per gli impianti attivi devono essere presenti i seguenti dispositivi (vedi Fig. 17):

– *interruttore di generatore*, in grado di escludere ciascun gruppo di generazione. Tale interruttore deve essere dotato di un dispositivo per il parallelo del gruppo;
– *interruttore di interfaccia*, in grado di assicurare la separazione di una porzione di rete del produttore comprendente eventuali linee, uno o più generatori, gli eventuali carichi essenziali e gli eventuali carichi privilegiati in modo da permettere il loro funzionamento separato dalla rete. Esso deve comprendere un dispositivo per il parallelo tra le reti.

In taluni casi, gli interruttori possono svolgere più funzioni tra quelle prima elencate, purché:

– tra il punto di consegna e ciascun gruppo di generazione siano installati almeno due interruttori;
– gli interruttori siano tali da assolvere tutte le funzioni previste per ciascun interruttore separatamente.

La manovra degli interruttori di generatore e d'interfaccia spetta esclusivamente all'Utente.

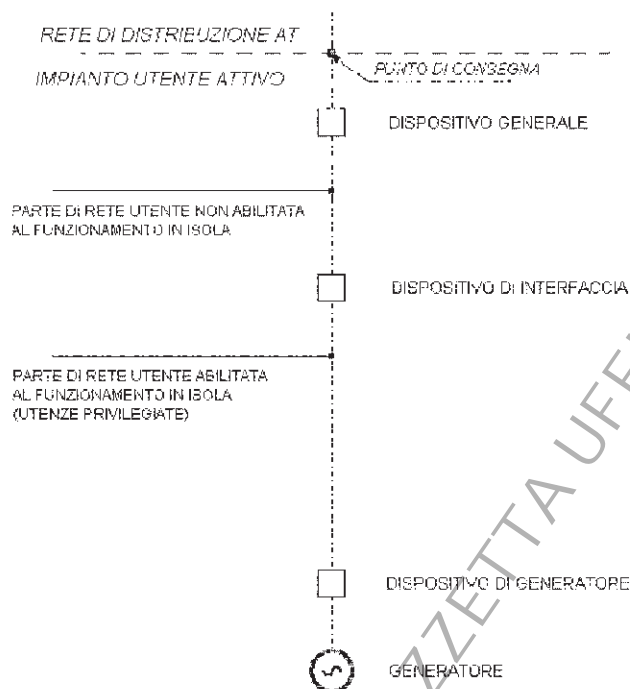



Figura 17 – Configurazione generale dell'impianto d'utenza attivo

7.7.2.2 Prestazioni degli impianti di generazione

Le prestazioni degli impianti di generazione, sia in condizioni normali, sia in caso di guasto, sono definite dalla Norma CEI 11-32.

7.7.2.3 Protezioni dei gruppi di generazione

La scelta del sistema di protezione e della sua regolazione deve essere effettuata in modo coordinato con il Distributore e il Gestore sulla base di quanto prescritto nel Codice di Rete, tenendo conto di:

- schema di connessione adottato (in entra-esce, in antenna, ecc.);
- potenza nominale complessiva dell'impianto di produzione;
- caratteristiche realizzative dell'impianto di produzione, dell'impianto di consegna, della stazione di connessione;
- caratteristiche delle linee di collegamento tra l'impianto di rete per la connessione e la stazione (o le stazioni) di connessione (linea aerea, in cavo, mista, ecc.).

Devono essere previste protezioni di riserva che, opportunamente coordinate, suppliscano, ove necessario, al mancato intervento delle protezioni principali.

7.7.2.4 Protezioni contro i guasti interni all'impianto di utenza

Le protezioni dei gruppi di generazione per i guasti interni sono descritte nella Norma CEI 11-32; esse devono isolare tempestivamente il guasto in modo da minimizzare le perturbazioni indotte nella rete di distribuzione.

7.7.2.5 Dispositivi finalizzati alla separazione dalla rete

Il distacco dei gruppi di generazione dalla rete AT tramite il dispositivo di interfaccia deve avvenire nei seguenti casi:

- funzionamento in rete separata, compreso il caso di temporanea separazione dalla rete per effetto di apertura e successiva richiusura rapida tripolare sugli interruttori di rete affacciati all'impianto di Utente;

– guasti[27] o funzionamenti anomali[28] della rete AT, secondo quanto richiesto dal Distributore ed eventualmente dal Gestore di Rete.

Il distacco dei gruppi deve avvenire per mezzo dell'intervento della protezione di interfaccia, i cui requisiti funzionali sono riportati in Allegato E.

Per impianti connessi, direttamente o tramite linea, a impianti di connessione dotati di protezione contro la mancata apertura dei relativi interruttori, l'impianto d'Utente deve essere predisposto per ricevere un comando d'apertura da smistare ad opportuni interruttori in modo da eliminare il contributo dei generatori al guasto.

Nel contratto per la connessione, possono essere concordate modalità di distacco per guasti esterni per consentire la richiusura rapida tripolare anche in prossimità dei gruppi stessi.

In tutte le situazioni e connessioni, l'Utente attivo può continuare ad alimentare il suo impianto interno in isola.

Per quanto riguarda le linee AT di collegamento afferenti all'impianto di consegna, esse devono essere protette secondo i criteri adottati dal Gestore per le linee della rete di trasmissione di pari livello di tensione.

Nell'impianto di rete per la connessione devono essere installati interruttori in grado di interrompere la massima corrente di cortocircuito proveniente dalla rete ovvero dall'impianto dell'Utente, calcolata dal Distributore.

7.7.3 Utenti attivi dotati di unità di produzione rilevanti

Agli Utenti i cui impianti comprendano unità di produzione rilevanti, si applicano le prescrizioni contenute nel Codice di Rete.

7.7.4 Servizio di funzionamento del gruppo su rete in isola

In condizioni eccezionali di funzionamento della rete, il Distributore e/o il Gestore possono prevedere il funzionamento in isola di una porzione di rete, previo accordo con Utenti titolari di impianti di generazione dotati di idoneo sistema di regolazione. In tale circostanza i gruppi di generazione sono sollecitati da ampie variazioni di potenza che causano l'intervento dei regolatori di frequenza e di tensione. In caso di fornitura di tale servizio, i gruppi di generazione (e la rete del produttore, se presente) devono essere in grado di funzionare collegati ad una porzione di rete isolata dal resto della medesima, secondo specifici accordi con il Distributore e/o il Gestore.

7.7.5 Informazioni per la ricostruzione dei disservizi

Per la ricostruzione dei disservizi devono essere resi disponibili al Distributore e al Gestore, se da questo richiesti, almeno:

– registrazioni cronologiche di eventi;

– registrazioni delle segnalazioni locali.

7.7.6 Limiti di scambio di potenza reattiva

Il regime di scambio della potenza reattiva è definito dalle normative vigenti e dal Codice di Rete. Eventuali regimi diversi derivanti da esigenze particolari dovute alla tipologia dell'impianto dell'Utente e/o alla rete cui è connesso devono essere concordati con il Distributore e descritti nel contratto per la connessione.

7.8 Regole tecniche per la connessione delle reti interne d'utenza

Qualora i sistemi interni di utenza non comprendano unità di generazione, si applicano le regole di cui al paragrafo 7.5 e 7.6; qualora invece comprendano unità di generazione, è necessario applicare quanto previsto in 7.5 e 7.6.2.

(27) Si intendono, in particolare, i guasti tali da portare alla disalimentazione dell'Utente attivo,

(28) Si intendono, in particolare, i funzionamenti della rete con una frequenza o tensione fuori dai limiti richiesti dal Gestore della rete, non necessariamente coincidenti con i limiti di esercizio.

Parte 4 – Regole di connessione alle reti MT

8 Connessione alle reti MT

8.1 Schemi di inserimento

Gli schemi di principio inerenti l'inserimento nella rete del Distributore degli impianti di connessione sono riportati nella Fig. 18 (dove a sinistra è illustrata la situazione prima della connessione e a destra la situazione dopo la connessione del nuovo Utente).

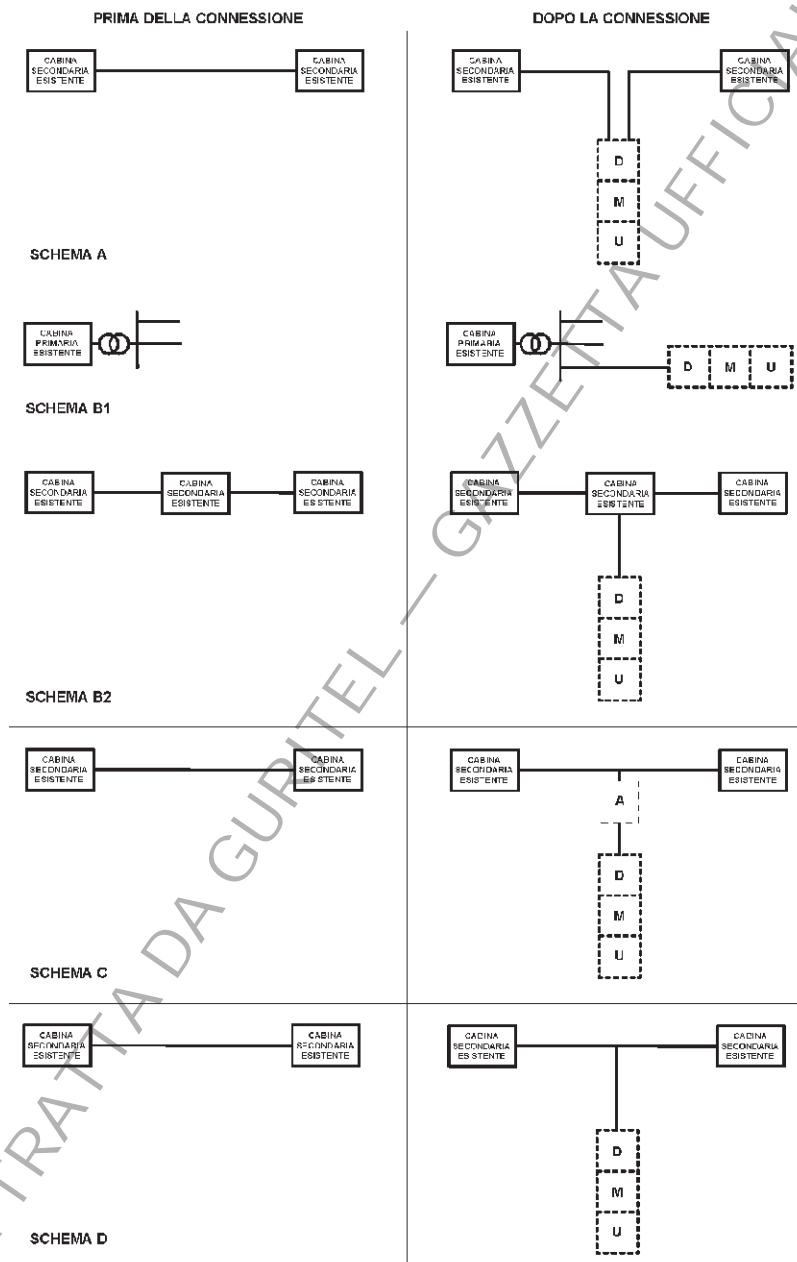



Figura 18 – Schemi di inserimento dell'impianto di Utente

Legenda: D = impianto di rete per la consegna; M = misura; U = impianto di Utente per la connessione; A = cabina aggiunta nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione

8.1.1 Inserimento in entra-esce su linea esistente (schema A)

Per entra–esce, s'intende l'inserimento di un impianto di rete per la connessione in prossimità di una linea preesistente, in modo da generare due soli tratti di linea afferenti a due cabine secondarie distinte. Tale schema consente, generalmente, la rialimentazione dell'Utente, offrendo una maggiore continuità del servizio.

8.1.2 Inserimento in antenna da stazione AT/MT (schema B1)

L'inserimento prevede la realizzazione di una linea alimentata direttamente dalla Stazione AT/MT al fine di consentire la connessione di un'utenza. Tale tipologia d'inserimento può essere adottata qualora gli schemi di inserzione lungo una linea esistente non siano ammissibili dal punto di vista tecnico. Il locale dedicato all'impianto di rete per la consegna deve poter ospitare le apparecchiature per un'eventuale adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

8.1.3 Inserimento in antenna da cabina MT/BT (schema B2)

Per inserimento in antenna da cabina MT/BT, s'intende l'inserimento di un impianto di rete per la connessione tramite un tratto di linea connesso alle sbarre MT di una cabina di distribuzione esistente. Il locale dedicato all'impianto di rete per la connessione deve poter ospitare le apparecchiature per un'eventuale adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

8.1.4 Inserimento in antenna con O.d.M. (eventualmente in cabina aggiunta) lungo una linea esistente (schema C)

Per inserimento in antenna con organo di manovra (O.d.M.) (eventualmente in cabina aggiunta, part. A in Fig. 18) lungo una linea esistente, s'intende il collegamento di un impianto di rete per la connessione tramite l'inserimento di un O.d.M. in prossimità di una linea preesistente. A partire da O.d.M., si prevede una linea dedicata all'alimentazione di un'utenza. L'eventuale locale dedicato all'O.d.M. deve poter ospitare le apparecchiature per una possibile adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

8.1.5 Inserimento in derivazione rigida a T su una linea esistente (schema D)

Per inserimento rigido a T, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea MT esistente di un tratto di linea con il solo interruttore in corrispondenza dell'impianto di rete per la connessione. Tale schema è il più semplice ed il meno oneroso, ma riduce l'affidabilità delle reti; esso offre inoltre una continuità del servizio inferiore. L'eventuale connessione a T rigida è da intendersi come eccezionale.

8.2 Schema dell'impianto per la connessione

A prescindere dalla soluzione di connessione prescelta, per l'impianto di consegna si ha sempre la situazione impiantistica di Fig. 19. A partire dal cavo MT a valle del punto di consegna, la figura indica lo schema dell'impianto di utenza per la connessione. Con riferimento alla suddetta figura, la cabina di consegna è la cabina realizzata per connettere l'impianto dell'Utente. La disposizione delle apparecchiature di misura è riferita al caso generale di Utente passivo; nel caso di Utenti attivi, qualora i dispositivi per la realizzazione della misura siano di pertinenza dell'Utente stesso (punto di immissione), essi devono essere collocati appena a valle del dispositivo generale, in posizione tale da essere protetti (contro le correnti di guasto provenienti dalla rete) dal dispositivo generale medesimo (vedi Fig. 20).

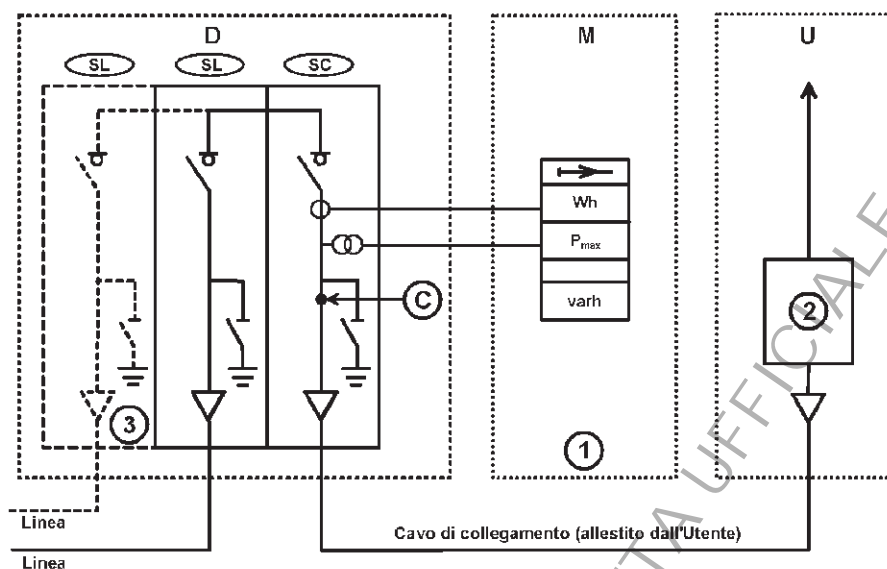



Figura 19 – Schema di collegamento fra la cabina consegna e impianto di Utente passivo

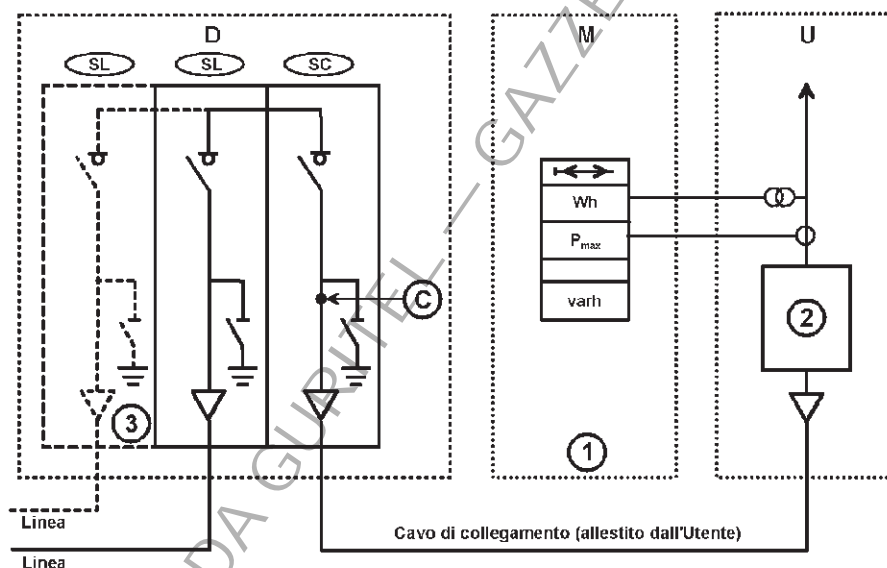



Figura 20 – Schema di collegamento fra la cabina consegna e impianto di Utente attivo

Legenda:

D = locale di consegna;
M = locale misura
U = locale Utente
SL = scomparto (cella) per linea
SC = scomparto (cella) per consegna
C = punto di consegna
1 = gruppo misura
2 = dispositivo generale dell'Utente
3 = scomparto presente/da prevedere per collegamento in entra - esce

8.2.1 Dispositivi di messa a terra funzionali alla connessione

Per la realizzazione di queste tipologie di connessione (Fig. 19, Fig. 20) e le successive manovre di esercizio e/o per la manutenzione, la presente Norma fa riferimento all'art. 11 della Norma CEI 11-27 relativo ai lavori fuori tensione ed in particolare al paragr. 11.2.6.1 che recita:

"L'esecuzione della messa a terra ed in cortocircuito dell'impianto AT (tensione superiore a 1 kV) può essere effettuata con due modalità:

– applicando i dispositivi mobili;
– utilizzando, ove esistenti, le apparecchiature predisposte per effettuare la messa a terra ed in cortocircuito della parte d'impianto."

Ciò premesso, l'Utente può adottare[29] una delle soluzioni impiantistiche di seguito delineate.

1. Non predisporre alcun sezionatore di terra immediatamente a valle dei terminali del cavo di collegamento alla rete (nella cabina Utente, lato rete); in questo caso, quando l'Utente chiede l'intervento del Distributore per mettere fuori tensione e in sicurezza il cavo di collegamento, la messa a terra richiesta dalla Norma CEI 11-27 deve essere conseguita mediante l'impiego di dispositivi di messa a terra mobili realizzati secondo la Norma CEI EN 61230 e sue varianti. In particolare, l'Utente, dopo aver sezionato le parti del proprio impianto, messe a terra ed in cortocircuito per evitare qualsiasi altra possibile alimentazione, deve accertare anch'egli l'assenza di tensione sul cavo in questione, metterlo a terra e in cortocircuito con i dispositivi di messa a terra suddetti. Sul pannello la cui rimozione consente l'accesso ai terminali del cavo, deve essere apposto idoneo avviso recante

   "PANNELLO RIMOVIBILE SOLO DOPO L'INTERVENTO DEL DISTRIBUTORE".

2. Predisporre un sezionatore di terra immediatamente a valle dei terminali del cavo di collegamento alla rete (nella cabina Utente, lato rete); in questo caso, quando l'Utente chiede l'intervento del Distributore per mettere fuori tensione e in sicurezza il cavo di collegamento; gli incaricati del Distributore stesso devono consegnare una chiave - **assolutamente non duplicabile per l'Utente** - che viene liberata una volta chiuso il sezionatore di terra dello scomparto (cella) di consegna del Distributore (indicato con SC in Fig. 19), e che consente la chiusura del primo sezionatore di terra dell'Utente. L'Utente deve accertare anch'egli l'assenza di tensione sul cavo in questione prima di azionare la messa a terra del sezionatore medesimo. Su tale sezionatore di terra, deve essere apposto idoneo avviso recante

   "SEZIONATORE MANOVRABILE SOLO DOPO L'INTERVENTO DEL DISTRIBUTORE".

In generale, le operazioni in occasione della messa in sicurezza del cavo di collegamento sono condotte da ciascuno (Utente e Distributore) per la parte di propria competenza.

Tutta la parte di impianto di utenza per la connessione, tra il punto di consegna e il primo dispositivo di sezionamento dell'Utente, deve essere considerata permanentemente in tensione; ad essa si potrà accedere solo dopo aver provveduto alla messa fuori tensione e in sicurezza del cavo di collegamento mediante l'intervento del Distributore e successiva messa a terra lato Utente.

In occasione di richiesta dell'Utente al Distributore di intervenire per mettere fuori tensione il predetto cavo di collegamento, il Distributore seziona il cavo (nel proprio locale), lo mette a terra e in cortocircuito e comunica (per iscritto) all'Utente tale condizione[30] [31].

(29) La scelta dell'una o dell'altra soluzione deve essere comunicata al Distributore preliminarmente alla connessione. A connessione esistente, l'Utente non può cambiare soluzione se non con il preventivo assenso scritto del Distributore.

(30) Il personale che esegue le operazioni succitate deve avere le caratteristiche previste sia nella Norma CEI 11-15 che nella Norma CEI 11-27.

(31) Data la peculiarità delle operazioni suddette, in entrambi i casi 1) e 2) è rigorosamente escluso l'impiego di Persone Comuni come definite nella Norma CEI 11-27.

8.3 Soluzioni indicative di connessione

Nel presente paragrafo, sono riportati criteri di massima per l'individuazione delle soluzioni di connessione tipiche, con solo riferimento agli schemi elettrici degli impianti di rete per la connessione che si interfacciano con gli impianti di Utente. La Tab. 6 seguente riassume le indicazioni generali (a carattere non strettamente vincolante) sulla scelta degli schemi di connessione, in funzione della tipologia di utenza e della relativa potenza.

Il criterio di preferenza degli schemi di connessione presentati in Tabella segue le considerazioni di affidabilità e flessibilità della rete riportate nel paragrafo 6.4.2.

Tabella 6 – Soluzioni di collegamento indicative per la connessione alle reti di distribuzione MT

	Potenza disponibile [MW]	Rete	D	B2	C	A	B1
			Derivazione a T	Antenna su CS	Antenna su CS in derivazione	Entra-Esce	Antenna su CP
Utenti passivi	0,1 - 0,2	BT	Nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X	X	X	X	–
	0,2 - 1	MT	X $^{(1)}$	X	X	X	–
	1 - 3	MT	–	X	X	X	X
	3 - 10	MT	–	x	x	X	X
		AT	Nc	nc	nc	nc	nc
	Potenza installata [MVA]						
Utenti attivi	0,1 - 0,2	BT	Nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X $^{(1)}$	X	X	X	–
	0,2 - 1	MT	–	X	X	X	X
	1 - 3	MT	–	–	–	X	X
	3 - 10	MT	–	–	–	–	X
		AT	Nc	nc	nc	nc	nc

Legenda

x: soluzione consigliata

x $^{(1)}$: soluzione praticabile ma non consigliata (per Utenti passivi fino a 0,4 MW)

–: soluzione sconsigliata

nc: casistica non considerata in questa Tabella

8.4 Schema dell'impianto di utenza per la connessione

8.4.1 Schema con singolo montante (caso generale applicabile a tutti gli Utenti)

Per gli impianti connessi in MT, gli impianti d'utenza per la connessione consistono in:

– cavo di collegamento;

– dispositivo/i generale/i (DG).

Gli schemi di Fig. 19 e Fig. 20 mostrano come il cavo di collegamento e la parte di rete MT a monte del primo dispositivo di protezione dell'Utente siano protetti dall'interruttore del Distributore posto in Cabina Primaria. Per rendere minime le probabilità di guasto su questa sezione d'impianto, si devono rispettare le prescrizioni del presente articolo. In particolare, la parte di impianto indicata con il numero 2 in Fig. 19 e Fig. 20 può essere realizzata esclusivamente nei modi di seguito illustrati. Gli schemi riportati nelle figure seguenti (Fig. 21, Fig. 22 e Fig. 23) rappresentano le apparecchiature che costituiscono gli impianti d'utenza per la connessione. In tali schemi sono indicate soltanto le apparecchiature relative alla connessione. Altre eventuali apparecchiature, a valle del dispositivo generale verso il rimanente impianto di utenza, finalizzate a necessità di sicurezza o manutentive o di esercizio, non sono qui esplicitate in quanto fuori dal campo di applicazione del presente documento. Negli schemi successivi, la disposizione di TV, TA di fase e del TA omopolare (TO nel seguito) è quella consigliata.

Lo schema da adottare per la generalità delle utenze per il quadro MT immediatamente a valle del cavo di collegamento è di seguito illustrato in Fig. 21.

A seconda delle necessità protettive (dettagliate nel paragrafo 8.5.12), è necessario completare lo schema con una terna di TV. Qualora tali TV siano derivati dalle sbarre MT a monte dell'interruttore automatico o dei TA di fase(32), essi dovranno essere protetti, lato MT, con un IMS combinato con fusibili ($I_n \leq 6,3$ A) a protezione del primario dei TV; qualora invece i TV siano derivati a valle di DG e TA di fase, non vi sono vincoli circa la protezione primaria dei TV medesimi. A prescindere dalla posizione della terna di TV(33), l'intervento di eventuali fusibili primari e/o di eventuali protezioni del circuito secondario deve in ogni caso provocare l'apertura del DG, oppure la commutazione della funzione della protezione 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N (protezione di massima corrente omopolare), mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare.

Il ripristino della protezione 67N deve essere effettuato nel più breve tempo possibile (tempo minimo necessario alla sostituzione dell'elemento guasto) in modo da evitare scatti intempestivi in caso di guasto monofase a terra esterno alla rete dell'Utente.

Qualora i TA di fase non abbiano un avvolgimento primario (ad esempio, TA di tipo toroidale), gli stessi possono essere installati a monte del DG, in posizione analoga a quella indicata per il TA toroidale omopolare. Nel caso di impiego di trasformatori di corrente di fase di tipo non convenzionale integrati nel DG, il loro posizionamento può essere a monte o valle del dispositivo di interruzione. Ovviamente, vanno tenuti in considerazione gli eventuali interventi da parte del Distributore per la messa in sicurezza del cavo di collegamento in caso di intervento sui TA medesimi.

Qualunque intervento del personale del Distributore necessario per mettere a terra e in sicurezza l'impianto dell'Utente (o sue parti) deve essere regolato nel contratto per la connessione.

NOTA - Il TV tratteggiato, indicato con A, è un'alternativa alla soluzione indicata con B in derivazione sulla sbarra

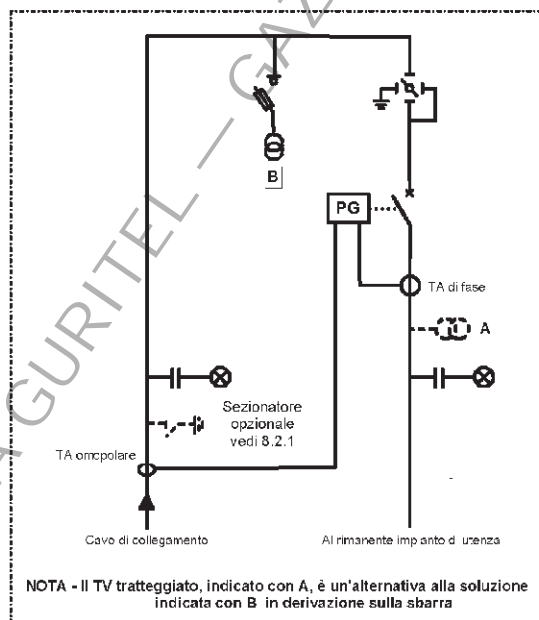



Figura 21 – Schema di impianto di utenza per la connessione: caso generale

(32) Quindi, in posizione tale che un guasto sui TV non sia risolvibile dall'intervento del DG.

(33) L'IMS dovrà essere provvisto di meccanismo tale da causare l'apertura di tutti e tre i poli anche in caso di intervento di un solo fusibile; dovrà inoltre essere dotato di un contatto ausiliario in grado di provocare la commutazione della protezione 67N in 51N. L'IMS può essere omesso qualora la protezione sia in grado di commutare da 67N in 51N eseguendo costantemente almeno il controllo dell'assenza di una o più tensioni secondarie dei TV.

8.4.2 Schema con doppio montante MT dalla sbarra principale

Nel caso di impianto MT passivo con due soli montanti MT di carico, è possibile omettere il Dispositivo Generale (DG) alle condizioni che sono in seguito dettagliate. In tal caso, le funzioni normalmente attribuite al DG sono assolte dagli interruttori attestati alla sbarra Utente (*dispositivi di montante).* Per quanto attiene il cavo di collegamento, in una simile configurazione si intende che tale cavo abbia termine ai morsetti di monte del primo sezionatore di Fig. 22.

Per questa tipologia di impianto, è ammessa la configurazione di cui alla seguente Fig. 22, purché siano rispettate le seguenti condizioni:

– unico quadro MT (sono escluse le esecuzioni a giorno);

– nessuna apparecchiatura ulteriore, rispetto a quelle esplicitamente indicate in Fig. 22 installata sulle sbarre MT.

A seconda delle necessità protettive (dettagliate nel paragrafo 8.5.12), è necessario completare lo schema con una terna di TV. Qualora tali TV siano derivati dalle sbarre MT a monte dell'interruttore automatico o dei TA di fase[34], essi dovranno essere protetti, lato MT, con un IMS combinato con fusibili ($I_n \leq 6,3$ A) a protezione del primario dei TV[35]; qualora invece i TV siano derivati a valle di DG e TA di fase, non vi sono vincoli circa la protezione primaria dei TV medesimi. A prescindere dalla posizione della terna di TV, l'intervento di eventuali fusibili primari e/o di eventuali protezioni del circuito secondario deve in ogni caso provocare l'apertura del DG, oppure la commutazione della funzione della protezione 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N (protezione di massima corrente omopolare), mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare.

Il ripristino della protezione 67N deve essere effettuato nel più breve tempo possibile (tempo minimo necessario alla sostituzione dell'elemento guasto) in modo da evitare scatti intempestivi in caso di guasto monofase a terra esterno alla rete dell'Utente.

(34) Quindi, in posizione tale che un guasto sui TV non sia risolvibile dall'intervento dei dispositivi di montante.

(35) L'IMS dovrà essere provvisto di meccanismo tale da causare l'apertura di tutti e tre i poli anche in caso di intervento di un solo fusibile; dovrà inoltre essere dotato di un contatto ausiliario in grado di provocare la commutazione della protezione 67N in 51N. L'IMS può essere omesso qualora la protezione sia in grado di commutare da 67N in 51N eseguendo costantemente almeno il controllo dell'assenza di una o più tensioni secondarie dei TV.

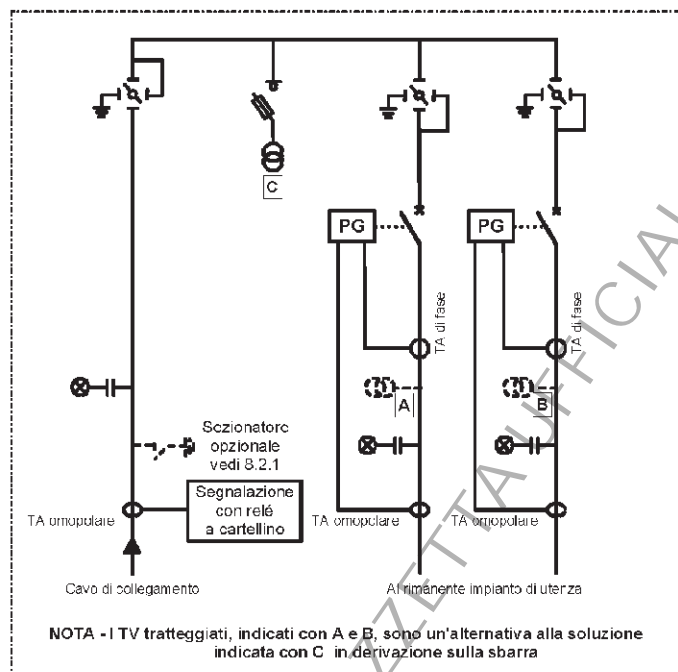



Figura 22 – Schema di impianto di utenza per la connessione: impianto passivo con due montanti MT dalla sbarra principale

Qualora si adotti questa soluzione, la necessità di ottenere la protezione contro il sovraccarico dell'impianto Utente (soglia presente a richiesta del Distributore) viene ottenuta sommando i segnali secondari dei TA di fase dei due montanti. In alternativa, la protezione da sovraccarico può essere anche realizzata con i relé che equipaggiano ciascun dispositivo di montante, imponendo che la somma delle soglie di sovraccarico di ciascun relé (ottenuta tramite opportuni TA sommatori) rispetti i vincoli imposti dal Distributore. Con riferimento allo schema di Fig. 22, il sezionatore generale deve essere interbloccato con la posizione di "aperto" di entrambi gli interruttori automatici a valle, ovvero deve consistere in un interruttore di manovra sezionatore manovrabile sottocarico.

Qualora si impieghi questa soluzione con i due trasformatori in parallelo sul lato BT, sarà necessario prevedere opportuni interblocchi e asservimenti tra gli interruttori MT e BT di ciascun trasformatore, per evitare di avere in tensione il lato MT di un trasformatore a mezzo del collegamento in parallelo sulla BT.

Nella figura, le linee a tratto pieno rappresentano la soluzione con TV di sbarra; le linee tratteggiate rappresentano la soluzione con due terne di TV protette dal rispettivo interruttore. In questo ultimo caso, non sono da prevedere i TV di sbarra.

L'eventuale stato di spento delle lampade di segnalazione non assicura l'assenza di tensione sulla relativa apparecchiatura.

8.5 Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti

Nel presente paragrafo sono fornite indicazioni circa le regole tecniche di connessione applicabili all'impianto di utenza per la connessione relativamente a tutte le categorie di Utenti. Specificazioni ulteriori sono contenute nei paragrafi dedicati alla categoria degli Utenti passivi (paragrafo 8.6) e alla categoria degli Utenti attivi (paragrafo 8.7).

8.5.1 Punto di consegna, confini di competenza funzionale e di proprietà

L'individuazione dei confini di competenza funzionale, cioè l'insieme di impianti ed apparecchiature il cui esercizio e manutenzione sono posti in capo ad un determinato soggetto, deve essere effettuata per il raggiungimento dei seguenti obiettivi:

– il controllo della continuità circuitale della rete da parte del Distributore, ottenuta attraverso sezionatori, interruttori, quadri, cavi ed apparecchiature elettriche;
– la chiarezza dei rapporti intercorrenti tra il Distributore e l'Utente ai fini del corretto esercizio della rete elettrica;
– la chiara individuazione delle responsabilità inerenti la conduzione e la manutenzione di ogni singolo organo di manovra ai fini della sicurezza del personale durante i lavori sugli impianti;
– il mantenimento degli standard realizzativi e del coordinamento dei sistemi di protezione fra la rete di distribuzione ed impianto dell'Utente.

Per ottemperare agli obiettivi suddetti è necessario che gli organi di manovra, facenti parte dell'impianto di rete per la connessione, siano sempre accessibili agli incaricati del Distributore in turno continuo nell'arco delle 24 ore della giornata e nell'arco dell'intero anno.

Pertanto le attività del Distributore devono essere separate dalle attività svolte dall'Utente. A tal fine i confini e gli impianti devono essere realizzati conformemente a quanto riportato nel presente paragrafo.

Nella cabina di consegna, è individuato l'impianto di rete per la consegna costituito dall'insieme delle apparecchiature e degli organi di manovra necessari al collegamento dell'impianto d'Utente alla rete del Distributore, installati tra il punto di arrivo della/e linea/e ed il punto di consegna dell'energia (vedi Fig. 19 e Fig. 20).

Il Punto di consegna è ubicato nell'impianto di rete per la connessione, ed è definito dai morsetti a valle del dispositivo di sezionamento del Distributore che alimenta l'impianto Utente, cui si attesta il terminale del cavo di collegamento; esso costituisce il confine funzionale e di proprietà tra impianto di rete per la connessione, di competenza del Distributore, e impianto di utenza per la connessione, di competenza dell'Utente.

L'impianto dell'Utente è costituito, in genere, da apparecchiature, linee, motori, apparecchi utilizzatori e generatori, di proprietà dell'Utente, strumentali alla propria attività.

Il fabbricato civile relativo alla cabina di consegna di norma appartiene all'Utente.

I confini di proprietà[36] devono coincidere con i confini di competenza funzionale che, ai fini delle regole tecniche di connessione, interessano la separazione tra l'attività del Distributore e quella dell'Utente.

Sono di competenza del Distributore l'installazione e la manutenzione dei misuratori dell'energia elettrica prelevata dall'Utente passivo e la rilevazione e registrazione delle stesse misure, oltre alla rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta dal produttore, il telecontrollo e la protezione della parte di impianto di propria competenza, che garantiscono la sicurezza e la connessione operativa dell'impianto di rete per la connessione nelle condizioni di funzionamento ammesse.

Sono inoltre importanti ai fini del corretto esercizio della rete i sistemi di protezione e gli automatismi di apertura che agiscono sugli organi di manovra (di cui al paragrafo 8.4), che garantiscono la sicurezza e la piena operatività dell'impianto di Utente nelle condizioni di funzionamento ammesse. La manutenzione di tali sistemi deve essere effettuata dall'Utente.

8.5.2 Impianto di rete per la connessione

Il progetto, la realizzazione, la manutenzione, la riparazione e l'esercizio dell'intero impianto sono generalmente di pertinenza del Distributore.

Nei casi previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 281/05 è possibile la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione da parte del soggetto produttore.

(36) Nel presente documento per proprietà, s'intende la disponibilità del bene in generale.

Nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione, l'impianto di rete per la consegna è essenzialmente costituito dalle apparecchiature di manovra e sezionamento del Distributore. Sulla stessa sbarra MT facente parte dell'impianto di rete per la consegna, può essere prevista la predisposizione per la realizzazione della derivazione di un trasformatore MT/BT (cabina secondaria) funzionale all'attività del Distributore (ad esempio, distribuzione pubblica in bassa tensione BT). In tal caso, la messa a disposizione degli spazi necessari alle attività del Distributore non direttamente funzionali alla connessione dell'Utente deve essere oggetto di appositi accordi. Inoltre il Distributore deve collegare il neutro BT del trasformatore ad un impianto di terra separato da quello dell'Utente, a meno che:

- l'impianto faccia parte di un impianto di terra globale, oppure
- gli schermi metallici dei cavi MT del Distributore siano connessi all'impianto di terra dell'Utente.

L'impianto di rete per la consegna è di norma installato in un locale messo a disposizione dall'Utente, il cui accesso è riservato esclusivamente al personale operativo del Distributore.

L'impianto dell'Utente deve essere sempre sezionabile dal resto della rete, come da Fig. 20.

Pertanto, il dispositivo di sezionamento, comando e interruzione installato dal Distributore in prossimità del punto di consegna deve avere caratteristiche tecniche minime conformi alle prescrizioni della Norma CEI EN 60265.

8.5.3 Impianto di utenza per la connessione

8.5.3.1 Dispositivi previsti

Gli impianti d'utenza per la connessione debbono risultare collegati alla rete attraverso uno o più dispositivi di sezionamento e interruzione.

In particolare, sono sempre necessari i dispositivi di seguito elencati; in funzione del tipo di impianto da connettere (impianto attivo o passivo) sono necessari ulteriori dispositivi, specificati in 8.7.

- *Sezionatore generale*, posto immediatamente a valle del punto di consegna e destinato a sezionare l'impianto di utenza dalla rete.
- *Interruttore generale*, posto immediatamente a valle del sezionatore generale e in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione l'intero impianto di utenza. Tale dispositivo è normalmente da prevedere per tutte le tipologie di Utenti(37). Tuttavia, l'interruttore generale può essere omesso pur di rispettare tutte le seguenti condizioni (illustrate nella Fig. 22):
  - la sbarra dell'Utente sia posta immediatamente a valle del punto di consegna e sia equipaggiata al più con una terna di trasformatori voltmetrici;
  - a tale sbarra siano attestati non più di due montanti con interruttore di protezione.
- In caso di omissione del dispositivo generale (DG), le funzioni normalmente attribuite a tale dispositivo sono assolte dai dispositivi immediatamente attestati alla sbarra Utente (*dispositivi di montante),* su ciascuno dei quali si devono prevedere le protezioni e le regolazioni tipiche del DG.

Il comando di chiusura dell'interruttore generale deve essere sempre regolamentato per non danneggiare persone o cose e deve essere esclusivamente impartito dall'Utente.

8.5.3.2 Criteri di dimensionamento

La separazione tra Utente e Distributore, in termini di responsabilità nell'esercizio, con riferimento alle attività di conduzione e manutenzione dell'impianto di connessione, deve essere ben individuabile sugli schemi e ben visibile in sito.

Il progetto, la costruzione, la manutenzione, la riparazione e l'esercizio dell'intero impianto di Utenza per la connessione sono di esclusiva pertinenza dell'Utente.

(37) L'insieme di sezionatore generale e interruttore generale, tipicamente realizzato mediante un unico involucro, è nel seguito denominato Dispositivo Generale (DG).

L'impianto di Utente deve essere costruito a regola d'arte e rispondere alla vigente legislazione in materia di sicurezza e igiene del lavoro, tenendo in debito conto lo stato del neutro indicato dal Distributore.

Il cavo di collegamento MT, comprese le due terminazioni, deve essere il più corto possibile (massimo 20 m) e di sezione almeno equivalente a 95 mm^2 di rame. Qualora non sia possibile la realizzazione dei locali di consegna e di Utente in strutture adiacenti, è ammesso (previo consenso del Distributore) derogare dalla presente prescrizione purché si impieghi un cavo in tratta unica con protezione meccanica addizionale (vedi Norma CEI 11-17).

Le caratteristiche elettriche (corrente ammissibile di breve durata, potere di interruzione, tensione nominale, livello dell'isolamento, ecc.) dei componenti (interruttori, interruttori di manovra-sezionatori, cavi, isolatori ecc.) costituenti l'impianto devono essere adeguate al tipo di installazione e alle indicazioni fornite dal Distributore.

Il Distributore fornisce all'Utente i dati (in particolare, tensione nominale, livello dell'isolamento, corrente di cortocircuito massima nel punto di connessione, punto 5.2.1.3) per consentirgli di dimensionare correttamente il proprio impianto di utenza per la connessione.

I valori massimi di regolazione della PG richiesti dal Distributore non hanno il fine di proteggere l'impianto di Utente, bensì di assicurare la massima selettività possibile con le protezioni di rete.

Il Distributore può modificare le caratteristiche dell'energia che fornisce all'Utente ovvero i propri impianti, nonché i criteri di esercizio della rete, sulla base dell'evoluzione della normativa, del progresso tecnologico che interessa sistemi ed apparecchiature e della situazione regolatoria, alla luce delle più recenti e affidabili acquisizioni tecniche e scientifiche, o a standard internazionalmente accettati. In tal caso la necessaria trasformazione degli impianti ed apparecchi deve aver luogo a cura del Distributore e dell'Utente per quanto di rispettiva proprietà. All'Utente deve essere garantito un anticipo adeguato (minimo 9 mesi) per l'adeguamento eventualmente necessario dei propri impianti ed apparecchi.

8.5.4 Punti di consegna multipli e alimentazioni di emergenza

Quando siano previsti punti di consegna multipli e/o altre alimentazioni elettriche di media o di bassa tensione, derivate da gruppi di generazione di riserva (ad es. gruppi elettrogeni) e/o da gruppi statici di continuità, alternative a quella principale, devono essere previsti dall'Utente opportuni interblocchi, tra gli organi di manovra delle reti per evitare il funzionamento in parallelo di distinti sistemi elettrici.

A tale scopo devono essere installati nel punto di confine fra la parte di impianto dell'Utente alimentata dal gruppo di emergenza e il rimanente impianto dell'Utente due dispositivi interbloccati elettricamente e meccanicamente oppure un solo blocco elettrico realizzato in conformità a quanto previsto dalla Norma CEI 11-20.

Il Distributore si riserva di presenziare alle prove di funzionamento degli interblocchi al momento della messa in servizio dell'impianto, nonché di richiederne, in qualsiasi momento, la verifica (e/o l'effettuazione) alla presenza dei propri incaricati.

Allo scopo di evitare interruzioni del servizio durante il cambio di assetto della rete, previo accordo tra il Distributore e l'Utente, è ammesso il parallelo transitorio fra l'alimentazione di riserva (ad es. gruppi elettrogeni) e la rete, realizzabile unicamente con un sistema automatico che verifichi che la durata del funzionamento in parallelo delle diverse alimentazioni sia la più breve possibile e comunque, alle condizioni previste dalla Norma CEI 11-20.

Nel caso in cui l'Utente sia dotato di gruppi statici di continuità per servizi non interrompibili di un certo rilievo (trifasi di potenza complessiva superiore a 10 kW), si deve evitare che tali apparecchiature possano, anche transitoriamente, mantenere in tensione la rete. La separazione di tali apparecchiature dalla rete deve essere garantita da un dispositivo di interfaccia capace di assicurare il sezionamento rispetto alla rete ed il cui sganciatore di apertura sia asservito alle protezioni prescritte dalla Norma CEI 11-20[38].

(38) Come noto, ai fini del sezionamento, non sono ammessi dispositivi di tipo statico. La necessità di un dispositivo di interfaccia si ha allorché l'UPS sia dotato di ramo di bypass, oppure abbia lo stadio di conversione ca/cc in grado di rialimentare la rete a monte da batteria(e).

8.5.5 Impianto di terra sotteso all'impianto di consegna

8.5.5.1 Dimensionamento

Nel progetto del dispersore unico si può tenere conto della riduzione della corrente di terra (I_E) rispetto a quella di guasto di fase a terra (I_F) dovuta allo schermo dei cavi secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1; in particolare, a titolo cautelativo, si assume un fattore di riduzione pari a 0,7. Nelle connessioni realizzate in cavo con almeno 3 (tre) cabine utente/cabine secondarie i cui schermi risultino collegati tra di loro, il Distributore deve collegare gli schermi dei cavi all'impianto di terra della cabina Utente, salvo diversa e motivata comunicazione del Distributore stesso.

A tale impianto devono essere collegate anche le masse delle apparecchiature funzionalmente di pertinenza del Distributore.

A tale scopo nel locale adibito all'impianto di rete per la consegna deve essere previsto un apposito morsetto per il collegamento delle masse delle apparecchiature del Distributore al dispersore.

Per dimensionare il suddetto impianto di terra, il Distributore comunica all'Utente il valore della corrente di guasto monofase a terra (I_F) e il tempo di eliminazione del guasto (t_F), calcolati secondo quanto previsto dalle norme CEI.

L'Utente rimane proprietario e responsabile dell'intero dispersore anche ai fini dell'esercizio e della conseguente manutenzione.

Anche se l'impianto di utenza è compreso in un'area urbana concentrata dove il Distributore ha individuato un impianto di terra globale ai sensi della Norma CEI 11-1, il dispersore deve essere costituito almeno da un dispersore ad anello, eventualmente integrato con una maglia (in funzione della resistività del terreno), con riferimento alla Norma CEI 11-1 (alcuni esempi sono riportati nella Guida CEI 11-37).

Il Distributore deve comunicare con congruo anticipo all'Utente l'eventuale venir meno della condizione di terra globale. In tal caso l'Utente è tenuto ad adeguare l'impianto di terra alla nuova condizione.

Nel progetto del dispersore unico si può tenere conto della riduzione della corrente di terra (I_E) rispetto a quella di guasto di fase a terra (I_F) dovuta allo schermo dei cavi secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1; in particolare, a titolo cautelativo, si assume un fattore di riduzione pari a 0,7 (connessioni realizzate in cavo con almeno 3 cabine utente/cabine secondarie i cui schermi risultino collegati tra di loro) salvo diversa e motivata comunicazione del Distributore.

Il Distributore deve comunicare con congruo anticipo all'Utente l'eventuale incremento del fattore di riduzione. In tal caso l'Utente è tenuto ad adeguare l'impianto di terra alla nuova condizione.

Nel caso di reti a neutro isolato, la corrente di guasto a terra comunicata all'Utente deve essere maggiorata del 10% dal Distributore, rispetto al valore di corrente di volta in volta calcolato o misurato (corrente effettiva) con un minimo di 20 A di maggiorazione.

In ogni caso, l'impianto deve essere dimensionato in modo da risultare idoneo ad entrambe le seguenti condizioni:

- corrente di guasto a terra e tempo di eliminazione del guasto comunicata dal Distributore;
- corrente di guasto a terra di 40 A a 15 kV (oppure 50 A a 20 kV, ed in proporzione per le altre tensioni) e tempo di eliminazione del guasto molto maggiore di 10 s.

Nel caso di reti a neutro compensato (neutro a terra tramite bobina di compensazione - di Petersen - con regolazione automatica), per il Distributore è possibile agire come sopra o, in alternativa, dichiarare preventivamente agli Utenti la massima corrente di guasto a terra in condizioni normali di esercizio (calcolata considerando le bobine in esercizio, in funzione delle caratteristiche della bobina (del bipolo di neutro, in generale e del grado di compensazione impostato sulle bobine stesse, ecc.), comunque con un minimo di 40 A a 15 kV e 50 A a 20 kV (ed in proporzione per le altre tensioni). In tal caso il Distributore deve solo assicurare che, in normali condizioni di esercizio, la corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT sia all'interno del campo di regolazione delle bobine mobili (tenendo conto del grado di compensazione impostato).

Il Distributore provvede a comunicare autonomamente all'Utente variazioni significative e permanenti dei valori di corrente di guasto monofase a terra e/o dei relativi tempi di eliminazione del guasto tramite raccomandata A/R, nonché l'eventuale cambio di stato del neutro.

Al fine di comunicare il valore della corrente di guasto monofase a terra all'Utente, il Distributore che esercisce la rete di media tensione effettua il calcolo (con le modalità specificate in 5.2.1.7) o la misura della corrente capacitiva di guasto a terra per ciascun sistema di sbarre, con frequenza almeno annuale ed in occasione di variazioni significative e permanenti della stessa. Il calcolo deve essere effettuato con riferimento all'assetto normale di esercizio della rete MT, considerando in servizio ed accordate secondo il grado di compensazione prefissato dal Distributore le eventuali bobine di compensazione. Non devono essere considerate, pertanto, situazioni non permanenti, ad es. derivanti da fuori servizio di trasformatori AT/MT, guasti a bobine di compensazione, guasti a linee MT, variazioni di assetti per lavori, purché si preveda il ripristino delle precedenti condizioni di esercizio una volta avvenuta la riparazione dei guasti o completati i lavori. Non sono altresì da considerare situazioni derivanti da disaccordi dell'eventuale sistema di compensazione per i quali sia previsto il ripristino delle condizioni normali di compensazione (ad es. tramite nuovo accordo manuale sulle bobine fisse, adeguamento del sistema di compensazione in caso di corrente di guasto monofase a terra eccedente il campo di regolazione delle bobine in funzione del grado di compensazione adottato, ecc.).

Per quanto riguarda la corrente di guasto, per variazione significativa e permanente, si intende una variazione stabile (ad es. aumento dell'estensione delle parti in cavo in reti a neutro isolato, oppure in reti a neutro compensato per le quali non si preveda l'accordo manuale dell'eventuale bobina fissa entro tempi ragionevoli, aumento dell'estensione delle parti in cavo in reti a neutro compensato con bobina fissa o mobile tale da eccedere il campo di regolazione della bobina corretto in funzione del grado di compensazione adottato e per le quali non si preveda l'adeguamento del sistema di compensazione entro tempi ragionevoli, aumento della tensione di esercizio della rete, etc.) della corrente effettiva di guasto monofase a terra superiore al valore già comunicato all'Utente [39]

Per quanto riguarda il tempo di intervento, per variazione significativa e permanente si intende una qualsiasi variazione del tempo di intervento[40].

8.5.5.2 Verifiche

Le verifiche iniziali e periodiche devono essere eseguite a cura dell'Utente.

La verifica iniziale dell'impianto di terra relativo all'impianto di utenza deve essere eventualmente effettuata mediante la misura delle tensioni di contatto e di passo, secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1, tenuto conto della Guida CEI 11-37 per quanto attiene i valori di U_{Tp}. In particolare, è richiesto che la misura delle tensioni di contatto e di passo sia condotta con uno strumento in grado di alimentare il circuito amperometrico con almeno 5 A. Al termine della verifica deve essere sempre compilata una relazione nella quale siano indicati la metodologia di prova e i risultati della verifica, con le eventuali indicazioni dei valori misurati delle tensioni di contatto e di passo e dei punti in cui sono state misurate.

Prima dell'attivazione della connessione, l'Utente consegna al Distributore copia della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore (secondo quanto prescritto dal Decreto 22 gennaio 2008, n. 37). Tale dichiarazione può riferirsi all'intero impianto elettrico o essere limitata al solo impianto di terra sotteso all'impianto di consegna.

A tale dichiarazione deve essere aggiunta la relazione riguardante le verifiche effettuate che l'impresa installatrice deve consegnare all'Utente in base a un vincolo contrattuale da inserire esplicitamente negli accordi tra Utente e installatore. Il Distributore ha facoltà di presenziare alle suddette verifiche.

(39) Solo se la variazione della corrente è superiore a 20 A (a neutro isolato) o il valore finale della corrente risulta superiore a 40/50 A (a neutro compensato).

(40) Solo se il tempo di intervento precedentemente comunicato era inferiore a 10 s.

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra dell'utenza sono di esclusiva pertinenza dell'Utente, il quale deve inviare al Distributore copia del verbale delle verifiche di legge eseguite ai sensi del DPR 462/01[41].

Eventuali provvedimenti correttivi che si rendessero necessari per rientrare nei limiti di sicurezza circa le tensioni di contatto, sono a cura dell'Utente.

8.5.5.3 Collegamenti ad altri impianti di terra

Qualora sia necessario mantenere separati gli impianti di terra della parte di impianto Utente su cui insistono le masse delle apparecchiature MT dal rimanente impianto di terra dell'Utente (ad es., cabina MT con trasformatori MT/BT di utenza posta a distanza rilevante dal rimanente impianto BT dell'Utente), ovvero qualora siano presenti ulteriori punti di consegna (per emergenza) in BT, al fine di evitare il trasferimento di tensioni tra i diversi impianti di terra, nel caso in cui la tensione totale di terra, durante un guasto a terra in MT, superi la tenuta d'isolamento a frequenza industriale delle apparecchiature, deve essere previsto un trasformatore di isolamento opportunamente dimensionato.

8.5.6 Responsabilità per la sicurezza

Il Distributore e gli Utenti devono adottare regole di sicurezza per l'esecuzione di lavori negli impianti di relativa pertinenza in accordo con tutte le norme di Legge vigenti in materia. In particolare, per tutti gli interventi che richiedano la disattivazione dell'impianto di consegna o dell'impianto di utenza per la connessione, gli Utenti devono adottare regole coerenti con le procedure adottate dal Distributore prevedendo, tra l'altro, le misure di sicurezza nei punti di sezionamento e sul posto di lavoro.

Per attuare gli interventi, l'Utente ed il Distributore devono utilizzare specifiche procedure organizzative, che prevedano l'individuazione di operatori e organismi tipici, nonché l'utilizzazione di documenti specifici per lo scambio di informazioni.

Il Distributore e gli Utenti aggiornano le regole di sicurezza in relazione all'evoluzione normativa e alle modificazioni degli impianti.

L'installazione e la manutenzione di apparecchiature del Distributore o dell'Utente rientrano nelle competenze e nelle responsabilità del titolare delle stesse, anche se installate in un'area di competenza altrui.

8.5.7 Indisponibilità per manutenzione

Il Distributore si riserva la facoltà di interrompere il servizio all'Utente, con adeguato preavviso specificato nel contratto di connessione, per effettuare la manutenzione dei propri impianti o apparecchiature.

8.5.8 Servizi ausiliari

Qualora non sia presente in loco una trasformazione MT/BT del Distributore, l'Utente è tenuto a fornire al locale di competenza del Distributore e al locale di misura un'alimentazione monofase BT, derivata dai propri impianti, consistente in una presa 2P+T 16 A – 230 V con fusibili rispondente alle norme CEI EN 60309-2. La messa a terra del neutro BT deve essere effettuata allo stesso impianto di terra dell'impianto di rete per la consegna; in alternativa, si può interporre un trasformatore di separazione.

8.5.9 Caratteristiche dei locali

L'Utente deve mettere a disposizione del Distributore un locale per l'impianto di rete per la consegna (locale di consegna) ed un locale per i complessi di misura (locale di misura), entrambi sempre accessibili al Distributore con mezzi adatti ad effettuare gli interventi necessari, senza necessità di preavviso nei confronti dell'Utente e senza vincoli o procedure che regolamentino gli accessi. Tali locali devono essere di adeguate dimensioni e posti al margine dell'area dell'Utente stesso, tranne i casi di oggettiva impossibilità; inoltre devono avere caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (ad es., protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al loro impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore.

(41) In alcune specifiche situazioni, ove non ricorrano gli obblighi del DPR 462/01, si richiede la documentazione per le verifiche equivalente.

Il locale ospitante i complessi di misura deve essere sempre accessibile all'Utente ed al Distributore.

La posizione dei locali deve essere tale che le linee MT, necessarie per la connessione, possano essere costruite e manutenute nel rispetto delle vigenti norme sugli impianti e sulla sicurezza, nonché sull'inquinamento elettromagnetico.

La separazione, in termini di responsabilità nell'esercizio, nella conduzione e nella manutenzione dei diversi locali, deve essere ben individuabile sugli schemi planimetrici. È comunque responsabilità dell'Utente mantenere adeguate nel tempo le caratteristiche di tutti i locali sopra citati.

La misura dell'energia prelevata da un Utente passivo deve avvenire in prossimità del punto di consegna in MT attraverso trasformatori di tensione e di corrente di misura di competenza del Distributore; non è consentita l'installazione di tali trasformatori di misura sull'impianto BT dell'Utente.

La misura dell'energia immessa e prelevata da un Utente attivo[42] deve avvenire in prossimità del punto di connessione in MT attraverso trasformatori di tensione e di corrente di misura di competenza dell'Utente stesso, come da Fig. 20 (Vedi delibera AEEG 5/04, 182/06 e s. m. i.).
I locali di consegna e di misura devono avere caratteristiche statiche e meccaniche adeguate alle sollecitazioni dovute al montaggio degli impianti interni e devono corrispondere alle seguenti tipologie:

– cabina bassa in box prefabbricato o costruita in loco;
– in edificio civile.

Soluzioni diverse, quali per esempio quelle al di sotto del piano stradale, imposte da specifiche necessità devono essere altrettanto idonee all'installazione ed all'esercizio degli impianti.

Le dimensioni del locale di consegna devono di regola consentire l'adozione dello schema di inserimento in entra-esce, che potrebbe rendersi necessario in un secondo tempo. A titolo indicativo l'occupazione di superficie complessiva di locale consegna e misure deve essere di circa 12 m^2.

La disponibilità di eventuali superfici maggiori, qualora finalizzate alla somministrazione di forniture in BT a soggetti diversi rispetto al richiedente la connessione, deve essere regolata da accordi tra Utente e Distributore.

I dettagli costruttivi devono essere forniti nella documentazione di connessione a cura del Distributore; in ogni caso il progetto del locale per l'impianto di consegna deve essere preventivamente concordato con il Distributore.

Tutti i locali devono essere dotati di un adeguato impianto d'illuminazione, realizzato a regola d'arte, alimentato dall'impianto BT dell'Utente e predisposto a cura del medesimo, qualora non sia presente in loco una trasformazione MT/BT del Distributore.

Il locale di consegna deve presentare i requisiti di comportamento al fuoco previsti dalla Norma CEI 11-1.

Le aperture esistenti nel locale di consegna (porte e finestre di aerazione) devono comunicare solo con spazi a cielo libero e garantire una sufficiente ventilazione naturale.

Nel caso di cabine interrate ove non sia possibile garantire la comunicazione con spazio a cielo libero, deve comunque essere garantita una sufficiente ventilazione (preferibilmente naturale) senza mettere il locale stesso in comunicazione con luoghi che presentino pericolo di esplosione o incendio.

(42) La misura dell'energia prodotta da un Utente attivo non è oggetto di ulteriori prescrizioni nella presente Norma.

I locali di consegna e di misura devono essere corredati di porta, fornita dall'Utente, mentre la serratura è fornita e installata a cura del Distributore. Parimenti, sono di competenza dell'Utente le griglie di aerazione, il coperchio per l'eventuale pozzo di accesso e la carpenteria necessaria.

Ai locali suddetti il personale del Distributore deve poter accedere in modo diretto preferibilmente da strada aperta al pubblico.

Manutenzioni e riparazioni dei locali spettano all'Utente, con eccezione dei piccoli interventi all'interno dei locali utilizzati dal Distributore, connessi alla presenza ed all'esercizio degli impianti.

Prima del perfezionamento della connessione, l'Utente deve fornire per la cabina (sia quelle inserite in edifici che quelle costituenti un fabbricato a sé stante) la dichiarazione attestante che le prestazioni delle strutture siano rispondenti a quanto sopra prescritto ed accompagnate da:

- certificato di agibilità dei locali in muratura (se costruiti in loco);
- certificato di Deposito rilasciato dalla Presidenza del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici - Servizio Tecnico Centrale - ai sensi della Legge 5 novembre 1971 n 1086 art. 9 – D.M. 3 dicembre 1987 n. 39 e s.m.i. - del fornitore (in caso di cabina bassa in box prefabbricato);
- dichiarazione rilasciata dal costruttore della rispondenza dei locali alla Norma CEI 11-1 (salvo quanto disposto al punto successivo);
- dichiarazione rilasciata dal fornitore della rispondenza dei locali e degli impianti degli stessi alla Norma CEI 17-63 (in caso di cabina bassa in box prefabbricato).

Deve inoltre essere fornito un manuale tecnico contenente:

- relazione tecnica del fabbricato;
- disegni esecutivi della cabina;
- schema di impianto e di messa a terra;
- certificato del sistema di qualità (per le cabine prefabbricate).

8.5.10 Caratteristiche dei componenti elettrici

Le prescrizioni seguenti si applicano sia all'impianto di rete per la connessione che all'impianto dell'Utente.

Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere realizzate a regola d'arte; a tal fine è sufficiente che siano conformi alle norme tecniche in vigore al momento dell'invio all'Utente della soluzione tecnica minima generale.

Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della rete devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità.

Tutti gli apparati e tutti i circuiti, primari e secondari, devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria (per almeno 1 s nel caso dei circuiti primari), corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di cortocircuito possibili in un qualsiasi punto di connessione sulla rete, valori che devono essere comunicati dal Distributore.

Particolare attenzione deve essere posta nella scelta di interruttori, sezionatori, TA, TV e trasformatori, per i quali le caratteristiche di prestazione devono essere selezionate tenendo conto delle caratteristiche tecniche della rete o in accordo con le indicazioni del Distributore.

Per la trasformazione MT/BT devono essere utilizzati trasformatori trifasi con collegamento a triangolo sul primario. Per esigenze particolari (quali saldatrici, azionamenti, ecc.) possono essere adottati collegamenti diversi previi accordi con il Distributore.

Il proprietario di ciascun componente o apparato garantisce la rispondenza del componente o dell'apparato stesso ai requisiti prescritti.

8.5.11 Dispositivo Generale

Per realizzare quanto previsto in 8.5.3.1, il Dispositivo Generale (DG nel seguito) può essere tipicamente costituito (salvo quanto disposto nel successivo paragrafo 8.6.1), da:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile conforme alla Norma CEI EN 62271-200 con sganciatore di apertura;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (eventualmente integrati in un unico involucro).

La disposizione mutua di sezionatore e interruttore indicata negli schemi è tale da consentire la minimizzazione degli interventi da parte del Distributore in caso di eventuali manutenzioni sul primo interruttore lato Utente, la cui frequenza comunque dipende, ovviamente, dalle soluzioni tecniche e realizzative adottate per la realizzazione di tale interruttore da parte del Costruttore dello stesso. Tale disposizione mutua, e la realizzazione costruttiva conseguita mediante due distinte apparecchiature, non sono vincolanti, purché siano realizzate le funzioni proprie di entrambe le apparecchiature, e siano rispettati i criteri di sicurezza.

Lo sganciatore di apertura deve essere asservito ad adeguate protezioni, conformi a quanto stabilito al successivo paragrafo.

Le apparecchiature MT, in particolare quelle del DG, devono essere costantemente mantenute efficienti dall'Utente. Tenendo conto che è necessario limitare gli interventi di personale del Distributore necessari per mettere fuori tensione il cavo di collegamento, qualora l'Utente adotti la disposizione delle apparecchiature indicate in Fig. 21, cioè con sezionatore fisicamente distinto dall'interruttore e posto a monte di esso, può effettuare la manutenzione della sezione ricevitrice minimizzando le necessità di fuori tensione del cavo di collegamento. Un'ulteriore minimizzazione delle necessità di fuori servizio del cavo di collegamento è ottenute mediante la possibilità di controllare visivamente lo stato delle terminazioni dall'esterno del quadro. A tal fine, è necessario che lo scomparto di arrivo linea presenti opportune finestre di ispezione. Fatte le dovute valutazioni (frequenza di tali interventi, costi di apparecchiature, affidabilità delle stesse in funzione delle soluzioni tecniche adottate, ecc.), l'Utente ha comunque piena facoltà di adottare soluzioni diverse (ad es. apparecchi integrati o diverso posizionamento reciproco di sezionatore ed interruttore), ma funzionalmente rispondenti alla presente Norma. L'interruttore deve essere tripolare simultaneo ed avere potere d'interruzione adeguato alla corrente di cortocircuito della linea d'alimentazione comunicato dal Distributore. Le funzioni di protezione associate al DG sono dettagliate nel paragrafo seguente.

8.5.12 Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale

8.5.12.1 Criteri generali

I sistemi di protezione dell'Utente e della rete devono:

- contribuire alla sicura individuazione degli elementi guasti del sistema elettrico ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del disservizio e la ripresa del servizio;
- essere opportunamente coordinati.

La scelta del sistema di protezione dell'Utente (per gli aspetti rilevanti ai fini della rete di distribuzione) deve essere effettuata seguendo le indicazioni del Distributore, tenendo conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti:

- assetto delle protezioni in Cabina Primaria;
- caratteristiche dell'impianto di rete per la connessione, dell'impianto di utenza per la connessione e del restante impianto dell'Utente;
- caratteristiche dei collegamenti (linea aerea, in cavo, mista).

L'Utente e il Distributore sono responsabili del corretto funzionamento dei propri sistemi di protezione. Tali sistemi devono essere correttamente manutenuti; in occasione di interventi intempestivi, ovvero di mancati interventi del sistema di protezione dell'Utente, su richiesta l'Utente stesso è tenuto a fornire al Distributore le informazioni necessarie alla ricostruzione dell'evento. Analoghe procedure si applicano al Distributore in caso di malfunzionamenti al sistema di protezione di pertinenza del medesimo. In caso di malfunzionamento del sistema di protezione dell'Utente, il Distributore ha facoltà di chiedere la revisione del sistema e l'immediata adozione di provvedimenti correttivi.

Per quanto riguarda le informazioni che l'Utente deve fornire al Distributore, esse consistono nelle segnalazioni di avviamento e scatto delle protezioni, con il relativo riferimento temporale, come messe a disposizione dalla PG.

Il macchinario dell'impianto di Utente deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a guasti non coperti dalle protezioni di rete (quali, ad es., i guasti longitudinali). Il macchinario medesimo deve inoltre resistere alle sollecitazioni dovute ai guasti in rete, ed alle eventuali richiusure effettuate sulla rete stessa.

8.5.12.2 Protezioni da adottare per tutti gli Utenti

La linea MT del Distributore che alimenta l'Utente è dotata in partenza di protezioni di massima corrente di fase e contro i guasti a terra. Tipicamente, il Distributore non installa alcun dispositivo di protezione presso gli Utenti. Al fine di evitare che guasti interni all'impianto dell'Utente abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete del Distributore, l'Utente deve installare un Sistema di Protezione Generale comprendente relé di protezione di massima corrente di fase e contro i guasti a terra.

Il Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale (ovvero Sistema di Protezione Generale, SPG nel seguito) è composto da:

- trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
- relé di protezione con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura dell'interruttore.

Nel suo complesso, il SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

L'esercizio della rete di media tensione in Italia avviene, prevalentemente, con neutro a terra tramite impedenza (neutro compensato). Una quota non trascurabile di reti di distribuzione, tuttavia, è esercita a neutro isolato. Nel caso di esercizio a neutro compensato, è comunque necessario che le protezioni per i guasti a terra di cui è dotato l'impianto dell'Utente siano sempre in grado di funzionare correttamente, a prescindere dallo stato del neutro. Ciò in quanto, durante l'esercizio di una rete a neutro compensato, il neutro può occasionalmente trovarsi isolato (ad es. per guasto o manutenzione delle impedenze o di altri componenti del sistema di messa a terra del neutro MT, oppure per misura delle correnti capacitive di guasto a terra della rete MT[(43)]).

È altresì evidente che, qualora lo stato del neutro della rete MT subisca variazioni permanenti (passaggio da neutro isolato a neutro compensato, che deve essere preannunciato con le tempistiche previste dalla normativa e dalla legislazione vigente), tutti gli Utenti dovranno essere informati circa:

- il necessario adeguamento della protezione generale e dei relativi valori di regolazione;
- il valore di corrente di guasto monofase a terra con relativo tempo di eliminazione del guasto (nelle normali condizioni di esercizio del neutro della rete MT) per il dimensionamento e la verifica degli impianti di terra.

Gli adeguamenti conseguenti, come già detto, sono a cura dell'Utente.

(43) I tempi di permanenza nella condizione di neutro isolato sono quelli strettamente necessari per manutenzione, riparazione del guasto o tempo di effettuazione della misura.

Il SPG deve essere costituito da opportuni TA di fase, TO (ed eventualmente TV) che forniscono grandezze ridotte a un relé (protezione generale, PG[(44)]) che comprende:

- protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito. Poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:
  - ***I>*** (sovraccarico),
  - ***I>>*** (soglia 51, con ritardo intenzionale),
  - ***I>>>*** (soglia 50, istantanea);
- protezione di massima corrente omopolare a due soglie[(45)], oppure (quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'Utente[(46)] supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal Distributore per la protezione 51N[(47)]) protezione direzionale di terra a due soglie[(48)] e massima corrente omopolare a una soglia[(49)].

Il Distributore ha facoltà di chiedere all'Utente l'adozione di provvedimenti atti a limitare l'assorbimento di potenza oltre ai valori contrattuali, al fine di non dover interrompere per problemi di sovraccarico il servizio di distribuzione ad Utenti collegati sulla medesima linea MT, ovvero di evitare danneggiamenti ai trasformatori di misura richiedendo per esempio, l'attivazione della prima soglia nella protezione di massima corrente opportunamente regolata a tale scopo o provvedimenti equivalenti sul lato BT. Tale limitazione di potenza è finalizzata a evitare disservizi o danneggiamenti, ed ha validità transitoria, nelle more dei necessari sviluppi di rete.

Di conseguenza, è necessario prevedere sulla PG un'eventuale ulteriore soglia a tempo inverso, che viene attivata dall'Utente in accordo con il Distributore ai fini di proteggere l'impianto del Distributore dai sovraccarichi[(50)].

Qualora specifiche necessità dell'Utente conducano all'adozione di sistemi di selettività basati sullo scambio di informazioni, si dovranno seguire le prescrizioni riportate in 8.5.12.7.

Data la specificità delle funzioni che devono essere garantite dal SPG in rapporto alle peculiari caratteristiche delle reti MT di distribuzione, nonché le necessità di elevata affidabilità e rapidità di intervento che tale protezione deve garantire, nell'Allegato D si descrivono in dettaglio i requisiti dello stesso SPG. Nel medesimo Allegato D sono anche dettagliate le modalità secondo cui deve essere attestata la rispondenza del SPG alle prescrizioni della presente Norma.

(44) Nel caso di SPG integrato, i segnali vengono forniti a un'opportuna unità elettronica da trasduttori di corrente e, se necessario, di tensione.

(45) Una per i guasti monofase a terra, una per i guasti doppi monofase a terra.

(46) Tale contributo, che tiene conto solo della rete MT allo stesso livello della tensione di consegna, può essere determinato a mezzo della formula empirica di cui in 5.2.1.7, oppure sulla base delle reali caratteristiche dei cavi e delle linee desumibili da cataloghi o data sheet del Costruttore.

(47) Ci si riferisce alla regolazione richiesta per la protezione 51N nei casi in cui la medesima 51N sia l'unica protezione richiesta contro i guasti a terra.

(48) Una soglia per la selezione dei guasti interni in caso di reti funzionanti a neutro compensato, una in caso di neutro isolato.

(49 Finalizzata alla selezione dei guasti doppi monofase a terra.

(50) La soglia a tempo inverso potrebbe essere anche attivata volontariamente dall'Utente, allo scopo di proteggere il proprio impianto da sovraccarichi o da guasti sulla conduttura che va dall'avvolgimento BT del trasformatore al primo quadro BT, tratto che potrebbe risultare altrimenti non protetto per sovracorrenti di valore contenuto. In un simile caso, si dovrà fare attenzione agli errori dei trasduttori, che potrebbero (a seconda delle scelte effettuate) essere utilizzati a correnti molto minori della loro corrente nominale. Una più accurata protezione contro i sovraccarichi dell'impianto Utente può essere ottenuta anche mediante rilievo delle temperature in opportuni punti del trasformatore, oppure mediante adeguata regolazione del dispositivo di protezione di bassa tensione (interruttore di trasformatore lato BT, qualora presente), oppure ancora mediante protezione a immagine termica.

In particolare, il SPG può essere realizzato con una delle modalità costruttive riportate nell'Allegato D, qui di seguito richiamate:

- SPG non integrato, ovvero SPG che prevede singoli PG, TA, TO, TV, ciascuno rispondente alle rispettive Norme di riferimento, combinati in vari modi previa verifica del corretto funzionamento della combinazione (vedere D.2);
- SPG integrato, ovvero SPG che prevede un'unica apparecchiatura integrata che svolga le funzioni di PG, TA, TO, TV, ciascuno rispondente alle rispettive Norme di riferimento, per quanto applicabili (vedere D.3).

8.5.12.3 Regolazioni della PG

La regolazione della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione. I valori di regolazione della protezione generale devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore. Nel seguito si danno le regolazioni minime per le varie funzioni protettive[51]. Tali valori costituiscono il limite inferiore delle regolazioni che il Distributore può comunicare all'Utente in fase di connessione.

È facoltà del Distributore comunicare valori di regolazione maggiori (ovvero soglie in corrente più elevate e/o tempi di intervento più lunghi) qualora le caratteristiche della rete lo consentano.

È facoltà dell'Utente implementare valori di regolazione minori (ovvero soglie in corrente più ridotte e/o tempi di intervento più brevi) qualora le caratteristiche del proprio impianto lo richiedano.

Al fine di garantire che guasti all'interno dell'impianto dell'Utente vengano selezionati dal SPG dell'Utente stesso (dando luogo, al limite, ad una sola richiusura rapida da parte dell'interruttore in testa alla linea MT del Distributore) deve essere assicurata sempre e comunque la piena funzionalità dello stesso SPG, secondo le regolazioni fornite dal Distributore.

Le regolazioni minime per le varie funzioni protettive di seguito elencate si applicano alla generalità degli Utenti; per Utenti con potenza impegnata superiore a 3 MW (3 MVA se attivi) è prevista la possibilità di concordare con il Distributore regolazioni differenti, compatibilmente con le necessità di esercizio e con le caratteristiche della rete di distribuzione.

Protezione di massima corrente di fase

I valori di regolazione minimi comunicati dal Distributore all'Utente circa la protezione di massima corrente di fase sono di seguito riportati:

- prima soglia (*I*>, opzionale): valore e tempo di estinzione da concordare;
- seconda soglia (*I*>>): valore 250 A; tempo di estinzione della sovracorrente: 500 ms;
- terza soglia (*I*>>>): valore 600 A; tempo di estinzione della sovracorrente[52]: 120 ms[53] (salvo quanto disposto al successivo paragrafo 8.5.12.7).

I valori minimi di regolazione qui indicati sono riferiti ai livelli di tensione maggiormente diffusi (15 kV e 20 kV); si devono prevedere valori analoghi per gli altri livelli di tensione.

(51) Per la protezione direzionale di terra, sono dati valori minimi per le correnti e valori tipici per gli altri parametri.

(52) Per tempo di estinzione della sovracorrente (estinzione del guasto), si intende la somma del tempo di intervento della protezione, del tempo di apertura dell'interruttore fino alla completa estinzione della corrente.

(53) Il DG deve essere in grado di completare l'apertura entro 120 ms, considerando anche la contestuale apertura dell'interruttore di linea, tipicamente in grado di estinguere il guasto in tempi compresi tra 70 e 150 ms.

Protezione di massima corrente omopolare

I valori di regolazione minimi della protezione di massima corrente di terra sono di seguito riportati:

- prima soglia (I_0>): valore 2 A[54]; tempo di estinzione del guasto: per reti a neutro isolato, 170 ms; per reti a neutro compensato, 450 ms (salvo i casi di Utenti con DG conforme a quanto disposto in 8.6.1, per i quali il tempo ammissibile per la completa estinzione del guasto a terra da parte del DG è elevabile a 800 ms);
- seconda soglia (I_0>>): valore 120 A; tempo di estinzione del guasto: 120 ms (salvo quanto disposto al successivo paragrafo 8.5.12.7[55]

Nel caso la protezione contro i guasti a terra sia realizzata tramite la funzione direzionale di terra è necessaria la sola soglia I_0 >>.

Protezione direzionale di terra

I valori di regolazione della protezione direzionale di terra sono di seguito riportati:

- prima soglia (selezione guasti a terra in regime di neutro isolato)
  - I_0: 2 A
  - U_0: 2 V;
  - settore di intervento (ritardo di I_0 rispetto a U_0): 60° ÷ 120°;
  - tempo di estinzione del guasto: 170 ms;
- seconda soglia (selezione guasti a terra in regime di neutro compensato)
  - I_0: 2 A
  - U_0: 5 V;
  - settore di intervento (ritardo di I_0 rispetto a U_0): 60° ÷ 250°;
  - tempo di estinzione del guasto: 450 ms;

I valori minimi di regolazione qui indicati sono riferiti ai livelli di tensione maggiormente diffusi (15 kV e 20 kV); si devono prevedere valori analoghi per gli altri livelli di tensione.

(54) Sono possibili valori minori, comunque non inferiori a 1 A, in caso di reti di estensione particolarmente ridotta.

(55) La soglia I_0>> è finalizzata all'eliminazione del guasto doppio monofase a terra; su reti a neutro compensato, qualora il tempo complessivo di intervento della prima soglia sia regolato a 450 ms, il valore di corrente della seconda soglia si deve regolare secondo le indicazioni del Distributore, tipicamente al 120% del valore di corrente di guasto a terra comunicato per il regime di neutro compensato.

8.5.12.4 Circuiti di comando

Le prescrizioni di seguito fornite sono finalizzate a dare la massima affidabilità ai circuiti di comando della PG. In generale, per il comando di apertura del DG per azione della PG, deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione[56] [57]. Di conseguenza, qualora venisse a mancare la tensione di alimentazione della PG, (nonostante la presenza di UPS o batterie in tampone) per un qualsiasi motivo, si verifica l'apertura del DG anche in assenza di comando proveniente dalla PG (senza tale accorgimento, il SPG potrebbe rimanere inefficiente a tempo indefinito lasciando l'onere della selezione dei guasti interni all'Utente all'interruttore della linea di Distribuzione, con ovvie conseguenze negative per tutti gli altri Utenti alimentati dalla linea stessa).[58]

La protezione deve essere munita di un contatto NA in assenza di alimentazione ausiliaria. Tale contatto, qualora associato a un circuito di comando a mancanza di tensione, deve risultare chiuso in presenza della tensione ausiliaria.

Devono essere previsti opportuni accorgimenti atti a prevenire l'interruzione accidentale dei cavi di collegamento fra la PG e la bobina di apertura del DG.

In alternativa alla bobina di apertura a mancanza di tensione, è possibile impiegare (per il comando del DG da parte della PG) una bobina di apertura a lancio di corrente, purchè la PG sia dotata di un opportuno sistema di controllo e registrazione atto a consentire le verifiche del caso. Le caratteristiche di tale sistema di controllo e registrazione sono riportate in Allegato D. In questo caso (circuito di comando a lancio di corrente) il contatto NA della PG deve essere aperto in presenza di alimentazione ausiliaria.

I comandi di apertura e chiusura degli interruttori devono essere di tipo elettrico.

8.5.12.5 Interventi sui dispositivi di protezione

Le caratteristiche funzionali e le regolazioni delle protezioni elettriche, concordate o già impostate sulle protezioni stesse, non possono essere modificate dall'Utente senza il preventivo assenso del Distributore.

L'Utente è tenuto ad adeguare le protezioni, installate sui propri impianti, che possano a qualsiasi titolo interferire con il corretto funzionamento della rete, qualora siano caratterizzate da prestazioni, stimate o verificate, insufficienti a soddisfare le richieste del Distributore e/o del Gestore.

8.5.12.6 Dispositivi di richiusura automatica

Alle protezioni di linea MT sono tipicamente associati dispositivi di richiusura rapida (e/o lenta). Qualora la richiusura rapida sia attivata, il Distributore comunica all'Utente il tempo di attesa associato alla richiusura medesima.

---

(56) I circuiti di comando relativi a PG e DG, nonchè la bobina a mancanza di tensione, devono essere alimentate dalla medesima tensione ausiliaria. Ciò per garantire, in assenza di alimentazione ausiliaria, l'intervento della bobina a mancanza di tensione.

(57) Ai fini del presente paragrafo, si considerano equivalenti alla bobina a mancanza di tensione anche sistemi di apertura automatica dell'interruttore al mancare della tensione ausiliaria purchè lo stesso interruttore disponga di un adeguato sistema di accumulo di energia interno in grado di assicurarne l'apertura. Si sottolinea che eventuali dispositivi di esclusione temporanea della bobina a mancanza di tensione, essi dovranno escludere la bobina stessa per tempi non superiori a 5 s, in modo da consentire esclusivamente la chiusura del DG e il rirpristino dell'alimentazione ausiliaria.

(58) Onde evitare aperture intempestive del DG, l'Utente può mettere in essere i seguenti accorgimenti:
- alimentare la PG (e il circuito di sgancio a minima tensione) tramite circuiti ausiliari dedicati che prevedano alimentazione ordinaria e di emergenza, ad esempio asserviti ad un UPS od a una batteria tampone (o altra alimentazione di emergenza equivalente); per consentire la rienergizzazione dell'impianto a seguito di una prolungata mancanza dell'alimentazione all'UPS, è necessario che quest'ultimo sia provvisto di un accorgimento tale da mantenere una carica residuale sufficiente alla chiusura dell'interruttore generale;
- predisporre un allarme che evidenzi immediatamente la mancanza della alimentazione normale ed il passaggio a quella di emergenza al fine di consentire il sollecito avvio degli opportuni interventi per il tempestivo ripristino dell'alimentazione ausiliaria;
- dimensionare l'autonomia dell'alimentazione di emergenza dei circuiti ausiliari (comunque realizzata) dopo la comparsa dell'allarme, tenendo conto dei tempi massimi previsti per il completamento dei sopra citati interventi di ripristino;
- effettuare la necessaria manutenzione ordinaria e straordinaria sui sistema di alimentazione dei circuiti ausiliari ordinari e di emergenza.

8.5.12.7 Coordinamento selettivo tra le protezioni MT di utenza (protezioni basate su scambio di informazioni)[59]

Come dettagliato in A.2.2, nel caso di Utenti con particolari esigenze di continuità del servizio, è possibile impiegare sulla rete MT di utenza sistemi di coordinamento basati sullo scambio di informazioni tra relé a valle e PG. Tali sistemi possono essere impiegati per l'eliminazione selettiva dei guasti monofasi senza alterare le regolazioni (ritardo intenzionale) del DG.

L'impiego dei medesimi sistemi per l'eliminazione selettiva dei guasti polifasi è possibile purchè la parte di rete MT di Utente tra il DG e i dispositivi di protezione a valle (qualora non ricompresi nello stesso quadro) sia costituita da linee in cavo, secondo le prescrizioni del presente paragrafo. Qualora l'adozione di tali sistemi preveda la modifica delle regolazioni della PG (paragrafo 8.5.12.3), l'Utente può apportare tali modifiche secondo quanto previsto nei tre casi di seguito descritti.

Caso 1: Selezione del guasto mediante apertura della protezione di linea e richiusura. Previa comunicazione scritta al Distributore[60], l'Utente può regolare il SPG in modo che l'estinzione completa del guasto (per apertura dello stesso DG) avvenga in un tempo complessivo non superiore a 200 ms. Un simile ritardo all'apertura del DG è finalizzato alla ricezione dei segnali di blocco provenienti dalle protezioni a valle. Per guasti appena a valle del DG, il SPG deve comunque essere in grado di completare l'apertura entro 200 ms, considerando la contestuale apertura dell'interruttore di linea (tipicamente in grado di estinguere il guasto in tempi compresi tra 70 ms e 150 ms).

Ciò significa che la PG deve essere in grado di individuare il guasto entro 50 ms e, in assenza di segnale ricevuto da uno dei dispositivi a valle, deve inviare il successivo comando di apertura dell'interruttore generale anche se l'estinzione della corrente di guasto è già avvenuta grazie all'apertura dell'interruttore di linea del Distributore.

Caso 2: Selezione del guasto sulle utenze finali senza[61] apertura della protezione di linea.

È prevista, per un Utente che si trovi nelle condizioni sottoriportate:

– rientri nei requisiti fissati dall'AEEG (requisiti di tipo A);
– sia connesso a una linea con caratteristiche tecniche fissate da ciascun Distributore, cioè tale da consentire un ritardo intenzionale dell'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria;
– abbia ottenuto la preventiva approvazione scritta del Distributore[62],

la possibilità di ritardare la protezione di linea, allo scopo di consentire la realizzazione di un solo livello di selettività all'interno del proprio impianto. Di conseguenza, è consentito il ritardo all'intervento del DG, purché sia comunque conseguita la completa estinzione del guasto in 170 ms. Un simile ritardo all'apertura del DG è finalizzato alla ricezione dei segnali di blocco provenienti dalle protezioni a valle.

---

(59) I sistemi di selezione basati su scambio di informazioni descritti nel presente paragrafo si riferiscono al coordinamento tra la PG e le protezioni di Utente a valle; l'eventuale coordinamento con la protezione di linea del Distributore è conseguito mediante l'introduzione di un minimo ritardo. Sono allo studio sistemi di coordinamento selettivo basati su scambio di informazioni tra protezioni di Utente e protezione di linea. Si precisa che il coordinamento selettivo descritto nel presente paragrafo può necessitare l'impiego di relé e trasduttori dalle prestazioni più elevate di quelle minime prescritte per l'impiego di relé e trasduttori nel SPG.

(60) In questo caso, la comunicazione scritta dovrà contenere l'attestazione dell'impiego di un sistema di selettività basato su scambio di informazioni.

(61) Il rispetto di intervalli temporali così ridotti è motivato dalla necessità di contenere il più possibile la durata delle sollecitazioni sulla rete, nonché il buco di tensione percepito dalla complessiva utenza sottesa alla sbarra MT che alimenta il guasto. Ne consegue che gli intervalli qui prescritti non sono tali da garantire in assoluto il coordinamento selettivo tra protezione in CP e DG. Valutazioni puntuali circa il complessivo sistema (rete di distribuzione+Utente sotteso) possono condurre all'impiego, da parte del Distributore, di intervalli temporali maggiori, tali da consentire un più agevole coordinamento selettivo.

(62) In questo caso, la comunicazione scritta deve contenere l'attestazione dell'impiego di un sistema di selettività basato su scambio di informazioni, nonché l'attestazione dei requisiti di tipo A.

Per questa tipologia di Utenti, il Distributore deve prevedere un ritardo nell'intervento delle proprie protezioni di linea comunque non inferiore a 170 ms[63] al fine di permettere il coordinamento selettivo tra l'interruttore di linea e gli interruttori a valle del DG in grado di completare l'estinzione del guasto in meno di 120 ms (tipicamente, posti a protezione delle utenze finali). Per guasti appena a valle del DG, o comunque in una zona protetta da interruttori non in grado di estinguere il guasto nel tempo sopra citato, si ha comunque l'apertura dell'interruttore di linea, la cui successiva richiusura deve trovare il DG Utente aperto.

Caso 3: Selezione del guasto su tutta la rete Utente senza[64] apertura della protezione di linea.

È prevista, per un Utente che si trovi nelle condizioni sottoriportate:

– rientri nei requisiti fissati dall'AEEG (requisiti di tipo B);
– sia connesso a una linea realizzata con conduttori in cavo (con caratteristiche tecniche fissate da ciascun Distributore), cioè tale da consentire un ritardo intenzionale dell'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria;
– abbia ottenuto la preventiva approvazione scritta del Distributore[65]

la possibilità di ritardare la protezione di linea, allo scopo di consentire la realizzazione di più livelli di selettività all'interno dell'impianto di Utente. Di conseguenza, è consentito il ritardo all'intervento del DG, purché sia comunque conseguita la completa estinzione del guasto in 170 ms. Un simile ritardo all'apertura del DG è finalizzato alla ricezione dei segnali di blocco provenienti dalle protezioni a valle, ed allo scambio di informazioni tra le protezioni a valle.

Per questa tipologia di Utenti, il Distributore deve prevedere un ritardo nell'intervento delle proprie protezioni di linea comunque non inferiore a 250 ms[66] al fine di permettere il coordinamento selettivo tra l'interruttore di linea e gli interruttori della rete di Utente equipaggiati con protezioni basate su scambio di informazioni (ivi compreso il DG).

8.5.13 Limiti sulle sezioni di trasformazione MT/BT

Scopo della presente prescrizione è quello di limitare la complessiva potenza di cortocircuito della sezione di trasformazione afferente a un singolo sistema di sbarre BT che, se eccessiva, in caso di guasto su tale sezione, può determinare l'intervento della protezione di massima corrente in testa alla linea MT di distribuzione.

Il Distributore, all'atto della richiesta di connessione, deve comunicare il limite alla potenza massima del singolo trasformatore e/o di più trasformatori in parallelo sulla stessa sbarra BT riferita alle tensioni di cortocircuito tipiche riportate nella Norma CEI EN 60076-5 (u_{cc} = 6% per trasformatori con potenza nominale maggiore di 630 kVA), che l'Utente può installare nel proprio impianto al fine di evitare l'intervento della protezione di massima corrente installata sulla linea MT che lo alimenta in caso di cortocircuito sulle sbarre BT del trasformatore.

Tale limite alla potenza massima (comunicato dal Distributore) non deve essere generalmente inferiore a 2000 kVA (reti a 20 kV) e 1600 kVA (reti a 15 kV)[67]. Limiti inferiori possono essere definiti dal Distributore nel caso di strutture particolari della rete MT esistente.

L'Utente non deve installare sezioni di trasformazione eccedenti tale potenza massima; è fatto salvo il caso di taglie maggiori purchè, per effetto delle impedenze interposte tra il punto di consegna e il lato BT dei trasformatori (linee MT di Utente, impedenza di cortocircuito dei trasformatori, eventuali reattanze di limitazione) la corrente di guasto calcolata ai morsetti BT del trasformatore sia limitata a un valore equivalente a quello ottenuto considerando il solo effetto di limitazione dovuto ai trasformatori di taglia limite di cui al precedente capoverso.

(63) Si sottolinea che, qualora il Distributore ritardi l'apertura dell'interruttore di linea, i limiti di immunità ai buchi di tensione (durata e profondità) ai quali deve far fronte l'apparecchiature di tutta l'utenza alimentata dal medesimo trasformatore AT/MT, in occasione di guasto sulla linea MT oggetto della connessione, dovranno essere opportunamente considerati di conseguenza.

(64) Vedi nota (61).

(65) In questo caso, la comunicazione scritta deve contenere l'attestazione dell'impiego di un sistema di selettività basato su scambio di informazioni, nonché l'attestazione dei requisiti di tipo B.

(66) Vedi nota (63).

(67) Si devono prevedere limiti analoghi per le altre tensioni.

Nei casi in cui l'impianto dell'Utente non sia compatibile con le limitazioni sopra riportate, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG), personalizzando la regolazione della protezione di massima corrente.

8.5.14 Limiti sull'energizzazione contemporanea dei trasformatori installati

Scopo della presente prescrizione è quello di contenere le correnti di inserzione. Per tale motivo, le prescrizioni sono riferite a trasformatori con correnti di inserzione pari a quelle indicate nella Guida CEI 11-35.

A tal fine l'Utente non può installare trasformatori per una potenza complessiva superiore a tre volte i limiti indicati nel paragrafo 8.5.13 per ciascun livello di tensione, anche se con sbarre BT separate. In caso di installazione di trasformatori di potenza complessiva eccedente la predetta potenza limite, si devono prevedere nel proprio impianto opportuni dispositivi al fine di evitare la contemporanea energizzazione di quei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni suddette. Tali dispositivi devono intervenire in caso di mancanza di tensione superiore a 5 s e provvedere alla rienergizzazione dei trasformatori secondo quantità complessive non superiori ai limiti sopra determinati, con tempi di rientro intervallati di almeno 1 s.

Nei casi in cui l'impianto dell'Utente, per oggettive esigenze, non sia compatibile con le limitazioni sopra riportate, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG), personalizzando la regolazione della protezione di massima corrente.

Qualora i trasformatori, pur rispettando i limiti sopra previsti (in termini di numero e potenza nominale), diano luogo a una complessiva corrente di energizzazione tale da provocare l'apertura del DG per effetto dell'attivazione della soglia di massima corrente *I*>>>, è possibile prevedere un blocco della suddetta soglia basato sull'individuazione della seconda armonica. La presenza di tale blocco di seconda armonica non deve comunque inficiare le prestazioni richieste alla PG in termini di rapidità di intervento.

8.6 Regole tecniche di connessione per gli Utenti passivi

Nel caso di impianti passivi, oltre alle soluzioni illustrate in 8.4.1 e 8.4.2, si possono applicare le soluzioni descritte ai paragrafi seguenti.

8.6.1 DG semplificato per impianto passivo con un trasformatore MT/BT di potenza nominale pari o inferiore a 400 kVA (soluzione allo studio)

Per questa tipologia di impianto, è attualmente allo studio, in alternativa alla soluzione descritta al paragrafo 8.4.1, una possibile configurazione semplificata, rappresentata alla seguente Fig. 23, purché siano rispettate le seguenti condizioni:

- unico quadro MT (sono escluse le esecuzioni a giorno);
- nessuna apparecchiatura ulteriore, rispetto a quelle esplicitamente indicate in Fig. 23, installata sulle sbarre MT;
- rete di distribuzione MT con corrente di guasto monofase a terra inferiore o pari a 50 A;
- montante MT con a valle un trasformatore MT/BT di potenza nominale pari o inferiore a 400 kVA e fusibile con $I_n \leq 25$ A;
- cavo che collega l'IMS al trasformatore di lunghezza non superiore a 20 m;
- trasformatore protetto da sovraccarico sul lato di bassa tensione.

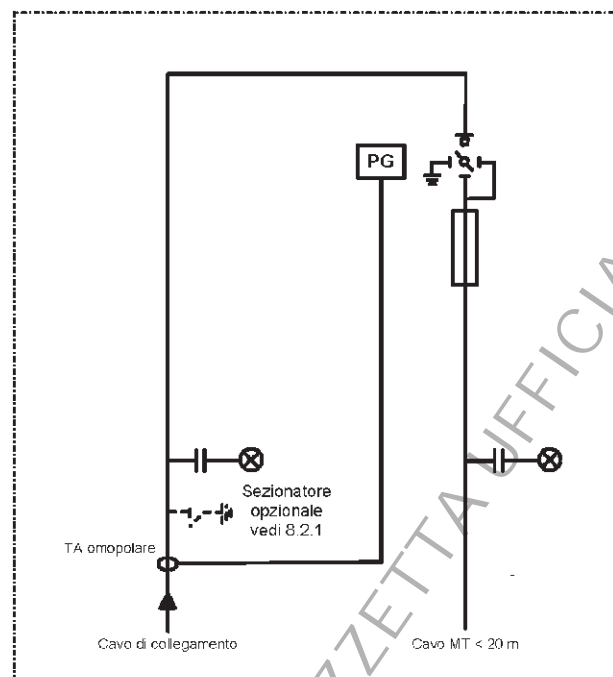



Figura 23 – DG semplificato per impianto passivo con un solo montante MT con a valle un solo trasformatore MT/BT di potenza nominale ≤ 400 kVA

In questo caso, il dispositivo generale può essere costituito da un interruttore di manovra sezionatore (IMS) completo di fusibili sulle tre fasi, dotato di bobina di apertura comandata da un sistema di protezione costituito da un relé di massima corrente omopolare. Tale dispositivo è in corso di specificazione da parte del CEI.

Le prescrizioni dell'apparecchiatura (IMS + fusibili + relé) sono attualmente allo studio, e pertanto né le connessioni di impianti nuovi né gli adeguamenti di impianti esistenti sono conseguibili aggiungendo relé omopolare agli IMS + fusibili attualmente in commercio.

8.6.2 Impianto passivo con linea in antenna

Qualora un impianto passivo di potenza impegnata superiore a 3 MW non rientrasse nei vincoli normalmente imposti agli Utenti in fase di connessione, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG). In questo caso, di concerto con il Distributore, possono essere superate le restrizioni circa:

- la consistenza di ciascuna sezione di trasformazione MT/BT installabile (par. 8.5.13);
- la potenza massima complessiva di trasformatori MT/BT installabili (par. 8.5.14);
- il tempo necessario per garantire selettività di intervento delle protezioni dell'Utente rispetto alle protezioni di rete (par. 8.5.12.7).

8.6.3 Limiti di scambio di potenza reattiva

Il regime di scambio della potenza reattiva (cosφ) deve consentire di mantenere la tensione su tutta la rete MT e su tutte le reti BT sottese entro il campo prescritto dalle norme (± 10% della tensione nominale di fornitura). Pertanto, in determinate situazioni di rete può essere necessario adottare un regime di scambio della potenza reattiva diverso da quello indicato dalle autorità preposte e dalle normative vigenti. Ad ogni modo detto regime deve essere concordato con il Distributore.

8.7 Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi

Nel caso di Utenti attivi, oltre alle prescrizioni generali di cui in 8.4, si devono rispettare le prescrizioni di cui ai paragrafi seguenti.

8.7.1 Limiti alla complessiva generazione che è possibile connettere alle reti MT

La complessiva potenza di generazione che è possibile connettere alla rete MT sottesa a ciascuna interfaccia AT/MT (CP) senza introdurre modificazioni strutturali alla medesima interfaccia AT/MT è limitata dalla probabilità che si verifichino inversioni del flusso di potenza, rispetto al naturale funzionamento che prevede un transito di potenza dall'Alta alla Media Tensione.

Qualora le situazioni di funzionamento in cui il suddetto transito risulti invertito (cioè si abbia un transito di potenza dalla MT verso la AT) superino una percentuale significativa del complessivo tempo annuo di funzionamento (5%), è necessario equipaggiare la Cabina Primaria e le linee AT ad essa afferenti con opportuni dispositivi di protezione e controllo che consentano un sicuro esercizio della rete stessa quale rete "attiva".

Il Distributore deve indicare i dispositivi necessari a tale scopo (ad es. regolatori di tensione modificati, dispositivi per il controllo di parallelo, dispositivi di protezione per la rilevazione dei guasti di sbarra AT, ecc).

Le condizioni economiche, correlate agli adeguamenti di cui sopra, da applicare agli Utenti attivi, sono stabilite dall'AEEG.

8.7.2 Schema tipico di connessione di un Utente attivo

In caso di connessione di Utenti attivi, dovranno essere rispettate le prescrizioni contenute nella Norma CEI 11-20 salvo quanto previsto al paragrafo 5.2.2.2. Nella seguente Fig. 24 è rappresentato uno schema tipico di connessione di un Utente attivo (caso generale senza esplicitazione della(e) sezioni di trasformazione).

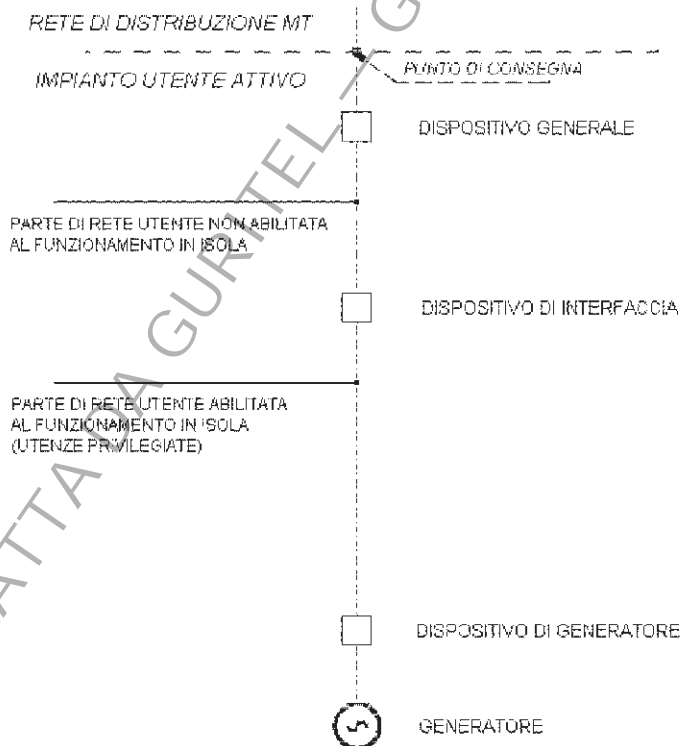



Figura 24 –Schema di principio della connessione di un impianto di produzione

8.7.3 Condizioni di funzionamento dell'impianto di produzione

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete di distribuzione è subordinato a precise condizioni tra le quali in particolare:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete di distribuzione, al fine di preservare il livello di qualità del servizio per gli altri Utenti connessi;
- il regime di parallelo deve interrompersi immediatamente[(68)] ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori comunicati dal Distributore;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete di distribuzione non compresi entro i valori stabiliti dal Distributore, il dispositivo di parallelo dell'impianto di produzione non deve consentire il parallelo con la rete stessa.

Allo scopo di garantire la separazione dell'impianto di produzione dalla rete di distribuzione in caso di perdita di rete deve essere installato, oltre ai dispositivi previsti nel paragrafo 8.4, un ulteriore dispositivo, detto Dispositivo di Interfaccia (DDI).

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiusure automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento meccanico del generatore stesso.

In particolari situazioni di carico della rete di distribuzione, l'intervento del SPI e la conseguente apertura del DDI potrebbero non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione di rete o di guasti sulla rete. Pertanto l'Utente attivo deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti che devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alle richiusura automatica rapida degli interruttori di linea.

8.7.4 Dispositivi previsti

I dispositivi aggiuntivi che devono essere presenti qualora l'Utente sia dotato di impianti di produzione che possono entrare in parallelo con la rete devono essere:

- dispositivo d'interfaccia, in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'Utente (generatori e carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete;
- dispositivo di generatore in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

È ammesso che, in relazione al particolare schema di impianto dell'Utente, più funzioni siano assolte dallo stesso dispositivo, purché fra la generazione e la rete di distribuzione siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore e un contattore.

Il dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore devono essere ubicati nell'impianto dell'Utente.

Il comando d'apertura del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore deve poter essere effettuato sia manualmente da un operatore sia automaticamente dalle protezioni dell'Utente.

La manovra del dispositivo generale, di generatore e d'interfaccia è di pertinenza dell'Utente.

(68) Salvo il caso di apertura del DDI per minima tensione, che è tipicamente ritardata di 300 ms.

I suddetti dispositivi, ai fini delle caratteristiche di sezionamento, comando e interruzione, devono seguire le prescrizioni delle Norme CEI 64-8, CEI 11-1 e CEI 11-20 per quanto applicabili.

La scelta di questi dispositivi deve essere fatta con riferimento alle grandezze nominali del sistema in cui sono installati; in particolare, per quanto si riferisce alla corrente di breve durata ed ai poteri di interruzione e di stabilimento, questi devono essere proporzionati alla corrente presunta di cortocircuito nel punto di installazione, tenendo conto che a tale corrente possono contribuire la rete di distribuzione, gli impianti di produzione dell'energia ed i motori in servizio.

8.7.4.1 Dispositivo di Interfaccia (DDI)

Nell'ambito dell'impianto di utenza di un Utente attivo, il dispositivo di interfaccia di cui al paragrafo precedente, a seconda del livello di tensione su cui è installato, può essere costituito nelle modalità di seguito riportate.

Qualora il DDI sia installato sul livello MT, esso deve essere costituito da:

– un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, oppure;
– un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e due sezionatori installati uno a monte e uno a valle dell'interruttore.

Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore, ovvero da un contattore combinato con fusibili conforme alla Norma CEI EN 60947-4-1 (categoria AC-1 o AC-3 rispettivamente in assenza o presenza di carichi privilegiati fra l'uscita in c.a. del sistema di generazione e dispositivo di interfaccia).

Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8.

Per impianti con più dispositivi di generatore, il dispositivo di interfaccia (qualora installato al livello MT) deve essere unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori(69). Qualora la potenza complessiva dei generatori non superi i 400 kW, è possibile installare il DDI al livello BT; in tale caso è ammessa la presenza di non più di tre DDI.

In ogni caso, la bobina di apertura a mancanza di tensione deve essere asservita alle protezioni prescritte nell'Allegato E.

8.7.4.2 Dispositivo del generatore (DDG)

Per gruppi di generazione MT, il dispositivo DDG può essere costituito da:

– un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura, oppure;
– un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Per gruppi di generazione BT, il DDG può essere costituito da interruttore automatico.

Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, il dispositivo deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8.

In ogni caso il dispositivo del generatore deve essere installato sul montante di ciascun generatore ad una distanza minima dai morsetti del generatore medesimo; tale montante deve essere realizzato in modo che siano limitati i pericoli di cortocircuito e di incendio.

Il DDG può svolgere le funzioni del DDI, qualora ne abbia le caratteristiche: come sopra specificato, è comunque necessario che, fra la generazione e la rete di distribuzione, siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore ed un contattore.

(69) In presenza di impianto con due dispositivi di montante (vedi Fig. 22) è possibile installare due DDI; in tale caso ognuno deve essere equipaggiato con un proprio SPI, che agisce su entrambi i DDI, in logica OR.

8.7.5 Sistemi di protezione

Le caratteristiche tecniche ed i requisiti di prova dei sistemi di protezione che l'Utente attivo deve installare in funzione della tipologia del proprio impianto devono essere conformi a quanto prescritto nell'Allegato E.

Nel medesimo Allegato sono anche dettagliate le modalità secondo cui deve essere attestata la rispondenza del SPI alle prescrizioni della presente Norma.

8.7.5.1 Protezioni associate al DDI

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede relé di frequenza, di tensione, ed eventualmente di tensione omopolare.

Devono essere previste le seguenti protezioni:

1. massima tensione (senza ritardo intenzionale);
2. minima tensione (ritardo tipico: 300 ms);
3. massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
4. minima frequenza (senza ritardo intenzionale);
5. massima tensione omopolare V_0 lato MT (ritardata);
6. protezione contro la perdita di rete (da concordare tra il Distributore e l'Utente in funzione delle caratteristiche della rete di distribuzione, allo studio).

Qualora l'Utente attivo intenda migliorare le prestazioni del dispositivo di interfaccia nei riguardi di guasti polifasi sulla rete del Distributore tali da non essere individuati dal dispositivo di minima tensione di cui al punto b), può installare una protezione di massima corrente ritardata che agisca sul DDI.

Le protezioni di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali ad almeno due tensioni concatenate MT che quindi possono essere prelevate:

– dal secondario di TV collegati fra due fasi MT;
– direttamente da tensioni concatenate BT.

Il SPI deve essere realizzato secondo le modalità previste nell'Allegato E.

La protezione di massima tensione omopolare è prevista, su richiesta del Distributore, solo per gli impianti in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione) con potenza complessiva ≥ 400 kVA.

L'intervento di un qualsiasi relé deve determinare l'apertura del dispositivo di interfaccia.

Le regolazioni delle protezioni avviene sotto la responsabilità dell'Utente sulla base del piano di regolazione predisposto dal Distributore.

Qualora la potenza sia generata in bassa tensione per un valore inferiore a 50 kVA, è possibile asservire il dispositivo di interfaccia installato direttamente sull'impianto BT ad un sistema di protezione costituito da relé di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione secondo quanto previsto dall'Allegato E.

È ammesso l'utilizzo di più protezioni di interfaccia (al limite una per ogni singolo generatore), purchè i relativi comandi di scatto agiscano in logica *or* su ogni DDI presente in impianto.

Qualora le condizioni della rete lo richiedano, ad esempio per potenze complessive superiori a 1 MVA[70], il Distributore può richiedere l'installazione a cura dell'Utente di un sistema di telescatto che garantisca l'apertura del suddetto dispositivo in presenza di mancati interventi delle protezioni. Il telescatto deve essere realizzato e mantenuto in esercizio dal Distributore; gli oneri saranno ripartiti secondo le vigenti disposizioni dell'AEEG. In tale caso, non è necessaria l'installazione della protezione contro la perdita di rete.

(70) Tale richiesta è tipicamente legata alla potenza di generazione complessiva presente sulla linea/sbarra MT di Cabina Primaria, per cui è possibile che la richiesta avvenga anche per valori inferiori in particolari circostanze.

Qualora, invece, l'Utente sia connesso a linea MT in antenna (potenze complessive di generazione superiori a 3 MVA, indicativamente), in alternativa al telescatto può essere realizzata una logica nella CP da cui parte la linea MT in antenna, tale da fare aprire l'interruttore in testa alla linea al verificarsi di determinate condizioni (ad es. mancanza rete AT, scatto trasformatore AT/MT, ecc.), anche in assenza di intervento delle protezioni del Distributore che agiscono sull'interruttore di linea. La logica di Cabina Primaria deve essere realizzata e mantenuta in esercizio dal Distributore; gli oneri saranno ripartiti secondo le vigenti disposizioni dell'AEEG. Anche in tale caso, non è necessaria l'installazione della eventuale protezione contro la perdita di rete. L'Utente può, comunque, per proprie esigenze, richiedere la realizzazione del telescatto anche in queste situazioni.

8.7.5.2 Rincalzo alla mancata apertura del DDI

Per la sicurezza dell'esercizio della rete, nei casi in cui la produzione è realizzata mediante generatori in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione), per potenze superiori a 400 kVA è necessario provvedere un rincalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rincalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, che agisce a seconda dei casi sul dispositivo generale o sul(i) dispositivo(i) di generatore, con ritardo non eccedente 1 s. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia.

La soluzione prescelta deve essere comunque approvata dal Distributore.

8.7.5.3 Esclusione temporanea del DDI

Il SPI può essere escluso temporaneamente (mediante opportuni interblocchi elettrici approvati dal Distributore) solo in una delle seguenti condizioni particolari di esercizio:

- l'impianto dell'Utente attivo è "in isola" e il dispositivo generale o qualsiasi altro dispositivo posto tra la rete di distribuzione e il dispositivo di interfaccia che impedisce il parallelo dell'impianto di produzione con la rete di distribuzione siano bloccati in posizione di aperto;
- tutti i gruppi di generazione sono disattivati.

L'esclusione deve essere realizzata mediante un contatto chiuso con dispositivo del generatore aperto, posto in parallelo al contatto di scatto delle protezioni di interfaccia. Se sono presenti più generatori ed un unico dispositivo di interfaccia, i contatti discordi dovranno essere posti in serie tra loro affinché l'esclusione di detto dispositivo avvenga solo quando tutti i generatori sono disattivati. Nel caso siano presenti più interruttori di interfaccia, l'apertura dell'interruttore di ciascun generatore deve escludere la rispettiva protezione di interfaccia.

Al cessare di tali condizioni particolari di esercizio, prima di ripristinare il funzionamento parallelo dei gruppi con la rete di distribuzione, devono essere riattivate le funzioni del SPI.

8.7.5.4 Esclusione temporanea del DDI

Le protezioni dei gruppi di generazione (DDG) hanno la funzione di arrestare il processo di conversione dell'energia quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo nell'impianto di produzione stesso o nei carichi dell'impianto, al fine di eliminare tale guasto senza compromettere l'integrità del macchinario.

Le protezioni devono azionare il dispositivo del generatore e sono definite dalla Norma CEI 11-20 in funzione della tipologia di generatore.

8.7.5.5 Esclusione temporanea del DDI

Qualora il SPI agisca in base a grandezze rilevate sulla rete MT, è necessario dotarlo di opportuni trasformatori, oggetto del presente paragrafo. Per quanto attiene ai TA e TV che forniscono grandezze secondarie al Sistema di Protezione Generale, vale invece quanto riportato in Allegato D.

Le protezioni del SPI devono essere basate sul rilievo di tensioni secondarie di TV diversi da quelli utilizzati per la misura a fini commerciali (è ammesso l'uso di avvolgimenti secondari dedicati, seppur alimentati dallo stesso avvolgimento primario).

Qualora sia prevista una protezione di massima tensione omopolare, essa deve avere in ingresso la tensione omopolare MT ricavata da una terna di TV collegati tra le fasi MT e la terra con un secondario dedicato allo scopo.

In relazione alle caratteristiche della protezione si può ricorrere ad una delle seguenti alternative:

a) la tensione ai capi dei secondari dei TV collegati a triangolo aperto;
b) le tre tensioni secondarie (nel caso in cui la protezione ricavi la tensione omopolare dalle tre tensioni di fase).

I TV devono avere rapporto di trasformazione tale da fornire, in caso di guasto monofase a terra franco, al massimo la tensione nominale all'ingresso delle rispettive protezioni.

Per gli eventuali TV collegati fra le fasi che forniscono grandezze secondarie alle protezioni di min/max f e min/max V, è necessario riferirisi all'Allegato E.

Per i TV collegati a triangolo aperto valgono le stesse prescrizioni relative ai TV collegati a triangolo aperto del SPG(71).

8.7.5.6 Dispositivi di controllo del parallelo

Almeno uno dei dispositivi DG, DDI e DDG deve essere equipaggiato con dispositivo di controllo dell'interruttore stesso che verifichi le condizioni per il parallelo immediatamente a monte ed a valle dell'organo di manovra. Se uno dei detti dispositivi (DG, DDI, DDG) non è equipaggiato con controllo di parallelo, lo stesso deve essere munito di automatismo che ne impedisca la chiusura in caso di presenza di tensione immediatamente a valle (lato verso impianto di generazione).

8.7.6 Impianto attivo con linea in antenna

Per un impianto attivo di potenza installata superiore a 3 MVA che non rientrasse nei vincoli di cui al paragrafo 8.5.13 e/o 8.5.14 può essere valutata la connessione dello stesso mediante linea in antenna (secondo le condizioni economiche definite dall'AEEG). La possibilità di connetterlo alla rete mediante linea in antenna, se tecnicamente fattibile, deve essere considerata anche qualora non ricorrano le condizioni di potenza di generazione indicate in precedenza per tale soluzione. In questo caso, in accordo con il Distributore, potranno essere superate le restrizioni circa:

- la sezione di trasformazione MT/BT (paragrafo 8.5.13);
- la taglia massima di trasformatori MT/BT installabili (paragrafo 8.5.14)(72);
- valori di regolazione o tipologia di protezioni normalmente utilizzati, pur di mantenere il coordinamento selettivo delle protezioni dell'Utente rispetto alle protezioni di rete.

8.7.7 Limiti di scambio di potenza reattiva

Il regime di scambio della potenza reattiva (cosφ) deve consentire di mantenere la tensione su tutta la rete MT e su tutte le reti BT sottese entro il campo prescritto dalle norme (± 10% della tensione nominale di fornitura), pertanto, in determinate situazioni di rete può essere necessario adottare un regime di scambio della potenza reattiva diverso da quello indicato dalle autorità preposte e dalle normative vigenti. Ad ogni modo detto regime deve essere concordato con il Distributore e regolamentato nell'ambito del Contratto per la connessione.

8.8 Regole tecniche per la connessione delle reti interne d'utenza

Per i sistemi interni di utenza che non comprendano unità di generazione, si applicano le regole di cui ai paragrafi 8.4 e 8.6; qualora invece comprendano unità di generazione, è necessario anche applicare quanto previsto in 8.7.

---

(71) Qualora sia necessario prevedere una terna di TV per il rilievo della tensione omopolare, sono sufficienti TV di classe 3P, senza le ulteriori specificazioni previste per la terna di TV dedicata alla protezione 67N.

(72) In ogni caso, devono essere concordati con il Distributore i valori massimi di corrente di inserzione allo scopo di contenere i disturbi di tensione per l'utenza complessiva.

Parte 5 – Disposizioni per Utenti attivi e passivi, AT ed MT, per la compatibilità elettromagnetica (EMC), misura della continuità e qualità della tensione

9 Disposizioni per la compatibilità elettromagnetica

L'Utente è tenuto ad installare apparecchiature conformi alla normativa sulla compatibilità elettromagnetica IEC, serie 61000, in materia di limiti di emissione ed immunità ai disturbi elettromagnetici.

Tutti i carichi presenti sull'impianto dell'Utente, se disturbanti, devono rispettare le Norme CEI che regolamentano i disturbi condotti e indotti immessi nella rete cui essi sono collegati, al fine di non introdurre degrado alla qualità del servizio della rete.

Fra i carichi disturbanti devono essere includese anche le unità di produzione, qualora il processo di generazione sia di per sé fonte di disturbi sulla rete (es. impianti eolici).

I disturbi massimi che possono essere immessi nella rete possono essere fissati dal Distributore tenendo conto dei margini disponibili nella zona di rete interessata e riguardano:

- variazioni di tensione (lente e rapide);
- fluttuazioni di tensione (flicker);
- armoniche;
- squilibrio delle fasi.

Il Distributore può richiedere l'impiego di condensatori di rifasamento o sistemi di filtraggio, ubicati opportunamente, ed i relativi programmi d'inserzione.

9.1 Valutazione dei disturbi

I disturbi generati dai carichi dell'impianto di Utente e immessi nella rete devono essere valutati dal Distributore con modalità stabilite dalle relative Norme CEI, CENELEC ed IEC. In generale i limiti di emissione del singolo impianto disturbante devono essere fissati tenendo conto del livello di pianificazione adottato, delle emissioni degli altri Utenti già connessi alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di eventuali nuovi impianti.

10 Misura di continuità e qualità della tensione

Il Distributore e l'Utente hanno diritto e facoltà di installare apparecchiature di misura e registrazione della qualità tecnica del servizio (continuità e qualità della tensione) della tensione nel punto di consegna collocate nei rispettivi impianti. Le predette misure di continuità del servizio forniscono indicazioni locali e quindi differiscono da quelle definite dalla AEEG nella regolazione dei livelli di qualità del servizio.

Parte 6 – Regole di connessione tra reti di distribuzione

11 Regole tecniche di connessione per le reti di distribuzione

Le prescrizioni del presente articolo si applicano nel caso di connessione tra due Distributori. La particolare natura di simili connessioni (connessione tra due soggetti titolari di concessioni per l'esercizio di reti con obbligo di connessione di terzi), nonché le molteplici fattispecie tecniche che possono verificarsi, rendono necessaria l'adozione di opportune forme di coordinamento tra i soggetti medesimi.

Le soluzioni tecniche per la connessione non sono pertanto (allo stato attuale) completamente codificate nella presente Norma tecnica, ma lasciate all'accordo tra i soggetti interessati, nel rispetto delle vigenti normative in materia emanate dall'AEEG.

I paragrafi seguenti riportano esclusivamente le prescrizioni minime da seguire per simili connessioni.

11.1 Punto di interconnessione

Nel punto di interconnessione tra reti di distribuzione devono essere installate apparecchiature idonee a consentire l'indipendenza funzionale tra le due reti di distribuzione (sezionatore, eventualmente interruttore + sezionatore). Tali apparecchiature devono consentire la manovra a distanza necessaria a garantire la minimizzazione delle indisponibilità in caso di guasto.

11.2 Misura dell'energia scambiata

Nel punto di interconnessione tra reti di distribuzione deve essere installata un'Apparecchiatura di Misura (AdM) in grado di registrare l'energia scambiata (qualora necessario, in entrambe le direzioni) tra le due reti su base oraria.

11.3 Segnali e misure scambiati tra i Distributori

Qualora si abbia la connessione di una rete di distribuzione a una stazione di pertinenza di un altro Distributore, devono essere scambiate informazioni rilevate da:

– registratori cronologici degli eventi;
– oscilloperturbografi;
– segnalazioni locali.

11.4 Esercizio e manutenzione

Le procedure di esercizio e manutenzione degli impianti interessati dalla connessione devono essere opportunamente concordate tra i soggetti interessati.

11.5 Qualità tecnica del servizio

Nel punto di interconnessione possono essere installate apparecchiature per consentire la corretta attribuzione delle responsabilità ai fini delle disposizioni dell'AEEG inerenti la qualità del servizio.

Parte 7 – Sistemi di misura dell'energia

12 Sistemi di misura dell'energia

Le presenti prescrizioni riguardano i sistemi di misura dell'energia elettrica scambiata (sia prelevata, sia immessa) con la rete del Distributore.

Tali sistemi di misura, utilizzati presso Utenti connessi a reti di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 150 kV, devono essere connessi, in generale:

- per i punti di prelievo, nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del punto di consegna;
- per i punti di immissione, nell'impianto di utenza per la connessione immediatamente a valle del DG, come meglio specificato in 7.4 e in 8.4.

Nei paragrafi seguenti sono indicate le caratteristiche ed i requisiti funzionali minimi del sistema di misura.

12.1 Caratteristiche dei sistemi di misura

Tutti i componenti del sistema di misura devono fare riferimento allo stesso impianto di terra.

Le caratteristiche ed i requisiti funzionali del sistema di misura indicati qui di seguito devono intendersi integrati dalle eventuali ulteriori prescrizioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG).

Le modalità di installazione ed i requisiti antifrode devono essere rispondenti:

- alle indicazioni della casa costruttrice ed alle Norme CEI di prodotto, per i singoli componenti;
- alla Norma CEI 13-4 "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica".

Il sistema di misura è del tipo ad inserzione indiretta, composto da:

1. trasformatori di tensione (TV), con classe di precisione migliore o uguale a 0,5;
2. trasformatori di corrente (TA), con classe di precisione migliore o uguale a 0,5;
3. contatore statico trifase, per la misura bidirezionale dell'energia attiva e dell'energia reattiva, collegato in inserzione indiretta mediante i TA e TV, ed avente, per la misura di energia attiva, classe di precisione migliore o uguale a 0,5 S, con riferimento alla Norma CEI EN 62053 – 22, e/o indice di classe migliore o uguale a C, con riferimento alla Norma CEI EN 50470-3, e per la misura di energia reattiva una classe di precisione migliore o uguale a 2 secondo la Norma CEI EN 62053-23;
4. eventuale morsettiera di sezionamento e raccolta cavi ed eventuale dispositivo di protezione del circuito voltmetrico, montati su armadio esterno sigillabile (previsto, di norma, solo per le connessioni alle reti AT);
5. cavi di tipo schermato per la connessione dei circuiti secondari voltmetrici ed amperometrici dei TV e TA, rispettivamente, al contatore;
6. eventuali apparati di alimentazione ausiliaria;
7. dispositivi per la connessione del contatore ai sistemi di acquisizione remota delle misure, finalizzati alla trasmissione dei dati (per es. modem).

I relativi componenti dovranno essere anche conformi alle seguenti norme ed alle eventuali varianti ed aggiornamenti:

1. Guida CEI 13-35;
2. Norma CEI EN 62052 – 11 "Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni generali, prove e condizioni di prova – Parte 11: Apparato di misura";
3. Norma CEI EN 62053 – 22 "Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni particolari – Parte 22: Contatori statici di energia attiva (classi 0,2S e 0,5S)";

4. Norma CEI EN 62053 – 23 "Apparati per la misura dell'energia elettrica – prescrizioni particolari – Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classi 2 e 3)";
5. Norma CEI EN 60044 -1 "Trasformatori di misura – Parte 1: trasformatori di corrente" (TA);
6. Norma CEI EN 60044 -2 "Trasformatori di misura – Parte 2: trasformatori di tensione induttivi" (TV);
7. Norme armonizzate CEI EN serie 50470, ove richiesta la conformità alla Direttiva 2004/22/CE 31 marzo 2004 del Parlamento europeo e del Consiglio; tale riferimento può essere in tal caso alternativo alla Norma indicata ai punti 2) e 3), relativamente alla misura di energia attiva;
8. Norma CEI 13-4 – "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica".

Per i sistemi di misura già in esercizio è ammessa una scelta dei singoli componenti con precisione diversa da quella indicata, purché la precisione complessiva del sistema per la misura dell'energia attiva risulti almeno equivalente all'indice di classe 1,5 e per la misura dell'energia reattiva all'indice di classe 2,5, secondo i criteri indicati nella Norma CEI 13-4.

I TA e TV di misura devono essere dotati di avvolgimenti secondari dedicati esclusivamente alla connessione del contatore e di eventuali componenti accessori; è vietato il cablaggio di ulteriori circuiti per i sistemi di protezione a tali avvolgimenti secondari dedicati. Previa autorizzazione del Distributore, è consentito l'utilizzo degli stessi avvolgimenti secondari per il prelievo di segnali finalizzati a eventuali dispositivi per la rilevazione della qualità del servizio elettrico (dispositivi nella disponibilità del Distributore).

Per gli impianti AT, l'eventuale armadio con i dispositivi di protezione e la morsettiera di sezionamento e raccolta cavi, ove utilizzato, deve essere collocato nelle immediate vicinanze dei TA e dei TV di misura.

12.2 Installazione del sistema di misura

L'installazione del sistema di misura deve rispondere alle modalità indicate nella Norma CEI 13-4, con riferimento anche ai requisiti antifrode. In particolare, si richiamano le prescrizioni qui di seguito riportate.

I cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura devono essere adeguatamente protetti, lungo tutto il percorso, utilizzando un tubo per installazioni elettriche, conforme alle norme CEI EN 61386-1 e CEI EN 61386-23.

Ogni tubo deve avere alle estremità opportuni raccordi filettati, sigillabili, atti ad assicurare la connessione delle diverse sezioni tra loro e ad impedire lo sfilamento dal contenitore cui il tubo stesso è collegato.

I cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura ed il relativo tubo flessibile di protezione devono transitare in apposite tubazioni o cunicoli, con percorso ispezionabile mediante opportuni pozzetti.

All'interno del locale di misura, per la connessione al complesso di misura, ed in prossimità dei TA e TV, per la connessione dei cavi sui morsetti secondari dei trasformatori di misura, i tubi devono essere fissati a vista.

I cavi di misura non devono percorrere vie in comune con i cavi di potenza, né devono correre paralleli ad essi; i cavi medesimi non devono essere utilizzati per scopi diversi dalla realizzazione del complesso di misura, salvo quanto sopra disposto circa la rilevazione della qualità del servizio elettrico.

Lo schermo dei cavi per la connessione dei circuiti secondari di misura e la parte metallica dei tubi flessibili di protezione devono essere collegati a terra ad entrambe le estremità ad un unico impianto di terra.

Il contatore e l'eventuale quadro devono essere collocati in un locale di misura, appartenente all'impianto di utenza per la connessione, preferibilmente dedicato all'installazione del contatore o quadro di misura; il locale ed il contatore installato devono essere usualmente accessibili, al Distributore e all'Utente, senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali. Il locale deve essere inoltre adeguatamente illuminato, provvisto di alimentazione elettrica BT per l'uso di dispositivi e attrezzature per la verifica, privo di ostacoli per l'esecuzione in sicurezza delle operazioni di manutenzione o verifica del contatore o quadro di misura. Per le prescrizioni circa l'alimentazione in BT vale quanto specificato in 7.5.8 e 8.5.8.

I dati di misura di energia elettrica devono essere accessibili ai diversi soggetti autorizzati dall'AEEG.

Allo scopo di garantire i dati di misura da eventuali alterazioni, le morsettiere del sistema di misura devono essere dotate di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari). Per quanto riguarda i cablaggi esterni ai quadri elettrici ed alle apparecchiature di misura, essi devono essere eseguiti con cavi schermati, oppure con cavi a neutro concentrico, oppure ancora mediante tubazioni metalliche dedicate e sigillate. I requisiti di garanzia da manomissioni o alterazioni si devono estendere anche alle porte ed ai dispositivi di trasmissione dei dati (porta ottica, porta seriale, modem e collegamenti) per evitare connessioni non autorizzate.

In alternativa alla sigillatura dei dispositivi di trasmissione dei dati, le caratteristiche costruttive del misuratore devono garantire l'implementazione di tecniche di protezione dei dati di misura e di elaborazione, nonché delle funzionalità medesime del misuratore. Devono inoltre garantiti gli accessi in sicurezza, con modalità autorizzata, ai dati di misura e di elaborazione sia in lettura che scrittura, onde evitare alterazioni dei dati deliberate o accidentali.

Le eventuali deroghe devono essere motivate da esigenze particolari, devono comunque assicurare la correttezza della misura e non devono portare a discriminazioni tra Utenti e tra Distributori.

12.3 Requisiti funzionali del contatore

Il contatore del sistema di misura deve consentire:

1. la misurazione e la relativa registrazione dell'energia attiva e reattiva (capacitiva e induttiva) prelevata e immessa nelle diverse condizioni di carico (attiva prelevata ed immessa, reattiva misurata nei quattro quadranti) ogni 15 minuti, nonché la rilevazione di tutti i parametri necessari alla identificazione e corretta gestione dei dati di misura;
2. la misurazione e la relativa registrazione dei valori massimi di potenza attiva (intesa come media nei 15 minuti) e la corrispondente data e ora;
3. l'impostazione da remoto delle fasce orarie;
4. l'impostazione automatica dell'ora legale/solare;
5. la rilevazione delle segnalazioni diagnostiche;
6. la sincronizzazione oraria in locale e da remoto;
7. la memorizzazione dei dati di misura di energia (attiva e reattiva) registrati, come descritto al punto 1), per un periodo temporale di almeno 60 giorni.

L'orologio interno del contatore deve avere i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari.

Il contatore deve essere identificato, mediante un codice anagrafico riportato in una distinta memoria interna riservata e non modificabile.

Il contatore deve essere predisposto per lo scambio dati, sia in locale che in remoto (deve quindi essere predisposto per la telelettura) conformemente alle Norme CEI EN serie 62056; deve inoltre essere dotato di dispositivi per l'interrogazione e l'acquisizione per via telematica delle misure da parte del Distributore, secondo le disposizioni stabilite dall'AEEG. Deve essere previsto un piano di verifiche periodiche, da eseguire a cura del responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, conformemente alla Norma CEI 13-4.

I risultati delle verifiche sono resi disponibili ai soggetti autorizzati dall'AEEG. Detto contatore, infine, deve essere scelto tra le marche, i modelli e i tipi approvati dal Distributore la cui gestione è integrata nel sistema di acquisizione e validazione dei dati di misura del medesimo[73].

Il modulo di comunicazione del sistema di misura deve essere tale da garantire che la modalità di connessione e le logiche di comunicazione tra il centro e la periferia siano approvate dal Distributore.

12.4 Attivazione e manutenzione del sistema di misura

I componenti del sistema di misura, se nuovi, si intendono tarati all'origine. Il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione, prima della messa in servizio, deve verificare la corretta installazione dei componenti ed il funzionamento regolare del sistema. La verifica deve prevedere la prova di telelettura da parte del sistema di acquisizione del soggetto responsabile della rilevazione e registrazione dei dati. La prova di telelettura può essere eseguita preliminarmente alla verifica; l'attestazione dell'esito positivo di tale prova è rilasciata dal soggetto responsabile della rilevazione e registrazione dei dati al soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione.

L'attivazione del sistema di misura può essere eseguita solamente dopo la conclusione positiva della prova di telelettura e della verifica di prima installazione.

Il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione esegue un programma periodico di verifica, con periodicità triennale o con la periodicità eventualmente definita dalla normativa vigente, e redige il relativo rapporto di verifica.

Tutte le verifiche dovranno essere eseguite conformemente alla Norma CEI 13-4.

I risultati delle verifiche sono resi disponibili anche agli altri soggetti autorizzati secondo le disposizioni dell'AEEG.

Le attività di manutenzione e verifica del sistema di misura dovranno essere oggetto di regolamentazione tra l'Utente e il Distributore.

I dati di misura di energia elettrica devono essere accessibili ai diversi soggetti autorizzati, secondo le disposizioni dell'AEEG.

12.5 Sistema di misura dell'energia nei punti di prelievo

Il sistema di misura è destinato alla rilevazione e registrazione dell'energia elettrica attiva e reattiva.

Il Distributore è responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia in corrispondenza del punto di prelievo, pertanto i componenti del sistema di misura devono rispondere alle caratteristiche tecniche ed ai requisiti di prova stabiliti dal Distributore, ed essere compatibili con le esigenze relative al trattamento della misura di energia elettrica stabilite dell'AEEG.

Tutti gli elementi che compongono il sistema di misura devono essere sigillati al fine di non permettere manomissioni.

In alternativa alla sigillatura dei dispositivi di scambio dei dati, le caratteristiche costruttive del misuratore devono garantire l'implementazione di tecniche di protezione dei dati di misura e di elaborazione, nonché delle funzionalità medesime del misuratore. Devono essere inoltre garantiti gli accessi in sicurezza, con modalità autorizzata, ai dati di misura e di elaborazione sia in lettura che scrittura, onde evitare alterazioni dei dati deliberate o accidentali, ai sensi delle disposizioni vigenti.

(73) Il Distributore deve consentire ai costruttori di contatori l'integrazione dei relativi modelli e tipi nel sistema di acquisizione e validazione; a tal fine i costruttori di contatori devono recepire le caratteristiche tecniche necessarie alla realizzazione dell'integrazione, rese disponibili dal Distributore, e rendere disponibile al medesimo gli applicativi di interfaccia (API – driver) da integrare nel sistema di acquisizione e validazione dati di misura. L'impiego degli API – driver a tal fine, deve essere libero da vincoli informatici e legali che ne impediscano l'uso ai fini della rilevazione dei dati di misura qui contemplati. L'integrazione si ritiene conclusa dopo le opportune prove e dopo la positiva attestazione rilasciata dal Distributore.

12.6 Sistema di misura dell'energia nei punti di immissione

Il titolare dell'impianto di produzione è responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia in corrispondenza del punto di immissione.

La misura dell'energia elettrica in corrispondenza di un punto di immissione può anche essere eseguita per proprie finalità dal Distributore, al solo scopo di controllo, e senza incidere negli obblighi posti in capo al titolare dell'impianto medesimo.

L'Utente ha facoltà di avvalersi del Distributore (previo accordo con il medesimo) per la misura dell'energia elettrica in corrispondenza del punto di immissione; l'Utenteè in ogni caso responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura.

Il Distributore è comunque responsabile della rilevazione e della registrazione dei dati di misura.Tali letture, per utenti con unità di produzione rilevanti, devono essere disponibili anche al Gestore.

Le caratteristiche del contatore devono esser compatibili con le esigenze relative al trattamento della misura di energia elettrica stabilite da AEEG.

La composizione e le caratteristiche del sistema di misura devono essere autocertificate dall'Utente e comunicate al Distributore.

Il sistema di misura deve essere verificato prima della messa in servizio, secondo quanto disposto ai paragrafi precedenti; in questo caso, la verifica deve prevedere la prova di telelettura da parte del sistema di acquisizione del Distributore. All'esecuzione delle verifiche (sia iniziali, sia periodiche) deve essere garantita la possibilità di presenza da parte di incaricati del Distributore; un opportuno rapporto di verifica deve essere redatto a cura dell'Utente e inoltrato in copia al Distributore medesimo.

L'Utente deve garantire in ogni istante la telelettura del contatore.

Parte 8 – Contratto per la connessione, obblighi informativi e documentazione

13 Contratto per la connessione, obblighi informativi e documentazione

Nel presente articolo sono riportate puntualmente tutte le informazioni che devono essere scambiate tra Distributore e Utente nel processo di connessione. Il complesso di tali informazioni deve essere riportato nel contratto per la connessione.

Tutti i dati che sono oggetto di comunicazione agli Utenti devono essere comunicati al momento della stipula del contratto di connessione e ogni qualvolta subiscano variazioni secondo quanto convenuto all'art. 5.

Alcuni dei suddetti dati possono essere resi disponibili agli Utenti anche prima della stipula del contratto, qualora siano necessari alla progettazione degli impianti.

I limiti di utilizzo delle linee e dei trasformatori devono essere stabiliti dal Distributore e devono essere comunicati su richiesta agli Utenti che richiedono la connessione.

Per una progettazione ottimale degli impianti dell'Utente, su richiesta del medesimo devono essere definite dal Distributore le condizioni di funzionamento della rete, in termini di tensione dichiarata (se differente dalla tensione nominale) e potenza di cortocircuito massima e minima di esercizio.

Le condizioni della rete nei punti di consegna in condizioni normali e eccezionali sono le medesime già definite per la rete in generale.

Per i singoli punti di consegna AT, il Distributore deve indicare il valore medio della tensione (tensione dichiarata) e del relativo campo di variazione, sulla base dei valori rilevati in condizioni normali di funzionamento della Rete, tenendo eventualmente conto degli sviluppi di rete programmati.

Il campo di variazione così definito (espresso in valori assoluti) deve essere contenuto in quello relativo alle condizioni normali di funzionamento della rete (ad es.: valore nominale:132 kV; valore dichiarato: 127 kV; campo di variazione: 127 kV ± 5%).

13.1 Contratto per la connessione

Il contratto per la connessione di cui alla deliberazione n. 281/05 dell'AEEG reca:

– le caratteristiche degli impianti della rete, dell'impianto di rete e d'utenza per la connessione, delle linee di collegamento afferenti il punto di consegna, le principali caratteristiche dell'impianto dell'Utente rilevanti ai fini della realizzazione e del mantenimento della connessione;
– la disciplina dei rapporti tra Distributore e Utente per quanto attiene all'esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo delle porzioni dell'impianto di utenza per la connessione funzionali alla rete.

Sono trattati nel contratto per la connessione gli argomenti di cui ai paragrafi seguenti.

13.1.1 Prestazioni indicative della RETE nel punto di consegna

– limiti di variazione della frequenza;
– limiti di variazione della tensione;
– potenza di cortocircuito (minima convenzionale per AT, minima di esercizio per MT);
– massimo livello di distorsione armonica totale;
– massimo livello di squilibrio della tensione;
– massimo valore dell'indice di severità del flicker, sia a breve che a lungo termine;
– regolazioni delle protezioni relative alla linea che alimenta l'Utente (qualora richieste dall'Utente);
– tempistiche dei cicli di richiusura rapida (qualora presenti).

13.1.2 Caratteristiche degli impianti e dei processi

Impianti della RETE

- Coordinamento dell'isolamento relativo all'impianto di rete per la connessione;
- caratteristiche generali del sistema di protezione nell'impianto di rete per la connessione.

Impianti dell'Utente

- Coordinamento dell'isolamento relativo alla porzione di impianto dell'Utente al livello di tensione del punto di consegna;
- caratteristiche degli interruttori comandati a distanza da:
  - sistemi di protezione della rete;
  - dispositivi del Gestore (BME, BMI);
- eventuale impiego ed ubicazione di dispositivi per il distacco di carichi o di gruppi di generazione;
- criteri integrativi per la definizione dei confini di competenza funzionale;
- eventuale impiego di dispositivi automatici per l'inserzione e la disinserzione di mezzi di compensazione della potenza reattiva;
- elenco degli eventuali apparati di proprietà del Distributore che siano installati nell'impianto di Utente.

Linee di collegamento

- Coordinamento dell'isolamento;
- caratteristiche degli interruttori e dei sezionatori;
- eventuale impiego di apparati di teleprotezione.

Impianti di produzione

- Programmi di erogazione di potenza reattiva.

13.1.3 Esercizio, conduzione e controllo degli impianti

- Gestione di eventuali punti di consegna multipli e delle alimentazioni di emergenza, che comportino la messa in parallelo tra loro di parti distinte della rete;
- caratteristiche degli eventuali sistemi di telecomunicazione;
- eventuale abilitazione alla partecipazione dell'Utente a servizi di rete non obbligatori (funzionamento in isola di parte della rete);
- numero medio di giorni annui di indisponibilità prevista per manutenzione (solo per AT);
- accesso agli impianti e procedure per l'esecuzione di lavori;
- sicurezza a persone e cose in occasione di interventi per manutenzione e sviluppo degli impianti del Distributore e dell'Utente.

Le deroghe alle Regole Tecniche, eventualmente accordate dal Distributore, sono riportate nel contratto per la connessione.

13.1.4 Regolamento di esercizio

Qualora il Distributore lo ritenga necessario, nell'ambito del Contratto di connessione, può essere previsto un Regolamento di Esercizio (la cui stipula è immediatamente precedente all'entrata in servizio dell'impianto), contenente, tra l'altro:

- esercizio del collegamento Distributore – Utente;
- condizioni generali del collegamento dell'Utente;
- modalità di esercizio del collegamento dell'Utente;
- eventuali modalità di esercizio transitorie del collegamento dell'Utente;
- condizioni generali del collegamento dell'Utente attivo;

- modalità di esercizio del collegamento dell'Utente attivo;
- programmi di produzione;
- piano di produzione e scambio dell'energia reattiva;
- avviamento e parallelo del gruppo;
- modalità di esercizio transitorie del collegamento dell'Utente attivo;
- manutenzioni e disservizi;
- programmazione delle indisponibilità;
- disposizioni operative per la sicurezza elettrica;
- riferimenti operativi con disponibilità e rintracciabilità 24 h.

Il regolamento di esercizio, per gli impianti di produzione rilevanti connessi alla rete AT, è concordato tra Distributore, Gestore e Utente.

13.2 Documentazione tecnica del punto di consegna

All'atto della connessione l'Utente deve fornire la documentazione attestante la rispondenza dell'impianto di utenza per la connessione ai requisiti indicati nella presente Norma. Tale documentazione consiste in un estratto della Dichiarazione di conformità (redatta dall'impresa installatrice abilitata ai sensi del Decreto 22 gennaio 2008, n. 37) che deve avere come allegato il progetto dell'intera rete di utenza allo stesso livello della tensione di consegna, ivi compresi i trasformatori dal livello di consegna ad altri livelli di tensione, nonché una attestazione dell'effettuazione delle regolazioni delle protezioni secondo quanto prescritto dal Distributore, compilata secondo il modulo riportato in Allegato G.

Il Distributore e l'Utente devono identificare univocamente l'impianto ed individuare i referenti abilitati a fornire le informazioni tecniche.

Per ogni punto di consegna deve essere predisposta la documentazione tecnica di riferimento, ai fini della gestione del punto di consegna, nei rapporti tra Distributore, Titolare della Stazione della rete d'interesse e l'Utente.

L'Utente è responsabile della redazione, dell'aggiornamento, della conservazione e della formale comunicazione al Distributore della documentazione tecnica relativa al proprio impianto.

Tale documentazione deve comprendere almeno:

- uno schema unifilare dell'impianto di utenza per la connessione, con indicate tutte le caratteristiche delle apparecchiature (interruttori, TA, TV, trasformatori, protezioni, cavi, generatori, ecc.);
- schemi funzionali del sistema di protezione, comando e controllo, per ciascun componente di impianto;
- descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo delle apparecchiature, dei sistemi di protezione, comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto.

I segni grafici utilizzati negli schemi elettrici di impianto devono essere conformi alla relativa normativa tecnica vigente.

L'Utente deve mettere a disposizione del Distributore, a semplice richiesta di quest'ultimo, tutta la documentazione tecnica di impianto, in forma elettronica e nei formati definiti dal Distributore.

L'Utente è altresì tenuto a collaborare all'aggiornamento periodico del Data Base del Sistema di Controllo.

Per ogni punto di consegna deve essere conservato presso il Distributore l'elenco delle caratteristiche tecniche del sito stesso. Tale elenco deve essere costituito ed aggiornato a cura del Distributore, sulla base delle informazioni fornite dall'Utente.

Nell'elenco devono anche segnalate le eventuali deroghe concesse.

Le informazioni relative alle prestazioni degli impianti e dei processi di produzione di energia elettrica devono essere riportate negli accordi complementari e nelle apposite sezioni del presente documento.

13.2.1 Schema unifilare

Lo schema unifilare deve rappresentare accuratamente i circuiti e le loro connessioni per l'intero impianto di utenza per la connessione.

Sullo schema unifilare devono essere rappresentate tutte le apparecchiature, così come posizionate in impianto, e i collegamenti a tutti i circuiti in bassa tensione ed esterni. Lo schema unifilare deve recare, inoltre, nomi, numerazioni e caratteristiche nominali principali di tutto il macchinario e di tutte le apparecchiature presenti in impianto.

Se nell'impianto di utenza per la connessione sono presenti apparecchiature in involucro metallico con compartimenti in pressione e riempiti di gas SF6, tale circostanza deve essere chiaramente indicata sullo schema stesso, evidenziandone la compartimentazione.

13.2.2 Schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione

Per ciascuno stallo dell'impianto di utenza per la connessione, l'Utente deve redigere:

- uno schema funzionale, anche semplificato, che documenti le logiche fondamentali di protezione, gli interblocchi e le relazioni tra le funzioni di automazione e di protezione;
- uno schema o una lista dei segnali logici ed analogici disponibili per il monitoraggio.

13.2.3 Descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo

Per ciascuna tipologia di apparato e di componente della stazione di consegna di sua competenza l'Utente deve fornire, desumendoli dal manuale del costruttore, tutti i dati necessari per le attività del Distributore e, ove previsto, del Gestore. Per le parti soggette a collaudo, i dati in questione saranno sostituiti dai dati di collaudo.

Parte 9 – Allegati

Allegato A
(informativo)

Coordinamento delle protezioni e degli automatismi di rete con le protezioni degli impianti di utenza

Poiché i sistemi di protezione da adottare a cura dell'Utente devono correttamente integrarsi con le protezioni di rete, il presente allegato contiene una sommaria descrizione dei sistemi di protezione e richiusura automatica installati sulle reti AT e MT di distribuzione. Per le reti AT, tali sistemi di protezione ed automatismi sono omogenei su tutto il territorio nazionale; per le reti MT, essi sono comuni alla gran parte delle reti di distribuzione.

Per le specificità che li connotano, non sono invece descritti i sistemi di automazione di rete (ricerca guasti, rialimentazione, ecc); questi ultimi comportano peraltro minori necessità di coordinamento con gli impianti di utenza.

Il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza è finalizzato a ridurre le perturbazioni all'esercizio, permettendo di selezionare nel più breve tempo possibile il componente guasto (rapidità) e circoscrivendo per quanto possibile la zona da mettere fuori servizio (selettività). Infatti, la mancata o tardiva eliminazione di un guasto, o la messa fuori servizio di un'area estesa della rete (o dell'impianto di Utente), possono dar luogo a ingenti disservizi.

Il tempo di eliminazione del guasto (rapidità) e la capacità di selezionare correttamente la porzione di rete da isolare (selettività) sono perciò considerate prerogative fondamentali di un sistema di protezione. Tali requisiti sono strettamente connessi fra loro e vanno considerati in funzione del complessivo scopo del sistema di protezione.

Il seguito del presente Allegato richiama i problemi di coordinamento selettivo tra le protezioni di rete e quelle di Utente (e, per quanto possibile, tra diverse protezioni di Utente) per guasti interni alla rete dell'Utente stesso: infatti, tali problemi sono comuni alla generalità degli Utenti, data l'obbligatoria presenza di un Dispositivo Generale (eventualmente multiplo) su tutti gli impianti.

In generale, il coordinamento tra le protezioni di rete e di utenza viene conseguito con opportune regolazioni in tempo e corrente (selettività mista, cronometrica e amperometrica).

Per i guasti che si verifichino su porzioni di rete di utenza a tensioni inferiori rispetto alla tensione di consegna, è generalmente necessario assicurare che il guasto stesso non determini interventi di protezioni di rete alla tensione di consegna (selettività amperometrica).

Più problematico risulta il coordinamento selettivo per guasti che si verifichino su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione della consegna, cui sono dedicati i paragrafi seguenti.

A.1 Reti AT

Le reti AT sono esercite con neutro francamente a terra e schemi di tipo magliato o parzialmente magliato. Di conseguenza, l'eliminazione selettiva dei guasti (sia polifasi, sia monofasi) è conseguita generalmente con l'adozione di protezioni di tipo distanziometrico. Più raramente (linee in antenna) si adottano protezioni di massima corrente a più soglie.

A.1.1 Protezioni e automatismi di rete

Le prestazioni tipiche delle protezioni distanziometriche sono tali da assicurare l'eliminazione dei guasti in circa 100 ms (primo gradino) e in 350 ms (secondo gradino) per le reti a 150 kV-132 kV. La rete AT è inoltre dotata di dispositivi di richiusura automatica rapida e lenta. Le impostazioni usuali della richiusura rapida per le tensioni 150 kV e 132 kV sono:

- 0,3 s per richiusura tripolare;
- 0,5 s per richiusura unipolare.

I tempi di attesa sono legati ai tempi minimi di estinzione dell'arco. I valori riportati sono quelli che l'esperienza di esercizio della rete ha dimostrato statisticamente efficaci per l'eliminazione dei guasti transitori (non permanenti). La richiusura rapida è abilitata in modalità unipolare a fronte di guasti monofasi e tripolari per guasti polifasi. Peraltro è abilitata in modalità esclusivamente unipolare nel caso di linee che compongono arterie a 150 kV - 132 kV cui fanno capo gruppi di generazione.

La richiusura lenta, sempre di tipo tripolare e con controllo di sincronismo, interviene invece con tempi di attesa di 60 s o 180 s a seconda del tipo di interruttore controllato. Si distingue fra estremo di linea che rilancia tensione ("A") ed estremo che rimaglia la rete ("B").

L'interruttore in "A" richiude in presenza di tensione sul lato sbarra ed assenza di tensione sul lato linea. L'interruttore in "B" richiude in presenza di tensione sia sul lato sbarra che sul lato linea, verificando le condizioni di sincronismo.

A.1.2 Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza

Per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza, per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, è normalmente possibile un coordinamento selettivo poiché si ha generalmente lo scatto istantaneo delle protezioni di massima corrente dell'impianto Utente (Dispositivo Generale) e lo scatto in secondo gradino delle protezioni distanziometriche di rete. Più difficoltoso risulta il coordinamento nel caso di Utenti connessi con derivazione rigida oppure in antenna.

A.2 Reti MT

Le reti MT sono esercite con schemi di tipo radiale, con eventuale possibilità di controalimentazione.

Per quanto riguarda lo stato del neutro, la tendenza attuale è di esercire le reti con neutro messo a terra tramite impedenza costituita da reattanza induttiva e resistenza (neutro compensato, bobina di Petersen) o da semplice resistenza. Alcune porzioni di reti MT, attualmente non trascurabili, sono ancora esercite a neutro isolato. L'esercizio con neutro compensato risulta vantaggioso in termini di contenimento delle correnti di guasto a terra (più agevole dimensionamento degli impianti di terra), di auto-estinzione dei guasti monofasi, di individuazione del guasto monofase con minimo disservizio per l'utenza e di minori sollecitazioni degli isolamenti.

A.2.1 Protezioni e automatismi di rete

Dati i criteri di esercizio di cui al paragrafo precedente, l'eliminazione selettiva dei guasti avviene con criteri diversi per i guasti polifasi e per i guasti monofasi a terra. In quest'ultimo caso (guasti monofasi a terra) le logiche di protezione/automazione di rete sono radicalmente differenti a seconda dello stato del neutro. A neutro isolato, il guasto monofase viene eliminato dall'interruttore ad inizio linea ed il tronco di linea guasto viene poi disalimentato con l'apertura degli IMS posizionati lungo la linea. A neutro compensato, il guasto monofase può essere eliminato con la suddetta modalità oppure tramite la sola apertura degli IMS posizionati lungo la linea.

Per quanto riguarda invece i guasti polifasi, la loro rapida eliminazione è conseguita con l'adozione di protezioni di massima corrente sugli interruttori ad inizio linea (sbarre di CP). Tali protezioni di massima corrente sono dotate di più soglie di intervento, tipicamente a tempo indipendente: qualora (caso più critico ai fini della selettività tra protezioni di rete e di impianto Utente) si attivi la soglia istantanea, i tempi di eliminazione dei guasti polifasi sono tipicamente non superiori a 150 ms - 200 ms.

La rete MT è inoltre dotata di dispositivi di richiusura tripolare automatica rapida e lenta. Le impostazioni usuali della richiusura rapida sono di 0,4 s, mentre per la richiusura lenta i tempi di attesa variano da 30 s a 180 s.

A.2.2 Coordinamento delle protezioni di rete e di utenza

Per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di rete e di utenza per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, esso risulta differente a seconda del guasto considerato (monofase a terra o polifase).

Nel primo caso (guasti monofasi a terra), il coordinamento selettivo è conseguibile mediante differenziazione dei tempi di intervento. Per reti esercite con neutro compensato, essendo meno stringenti le necessità di una rapida estinzione del guasto stesso, il coordinamento risulta agevole, consentendo all'Utente anche un gradino di selettività cronometrica sui propri impianti.

Per quanto riguarda i guasti polifasi (e anche per i doppi guasti monofasi a terra), data l'entità delle correnti in gioco e del buco di tensione causato agli Utenti dalla stessa linea e dalle altre linee sottese alla stessa sbarra MT di CP, l'eliminazione del guasto da parte delle protezioni del Distributore avviene generalmente senza ritardo intenzionale. Di conseguenza, le possibilità di coordinamento selettivo tra protezioni di rete e protezione generale dell'Utente sono molto ridotte (nulle nel caso di guasti franchi). Qualora il DG sia costituito da un interruttore, esso deve essere generalmente ad apertura istantanea: in caso di guasto si ha tipicamente l'apertura contemporanea della protezione in CP e del medesimo DG, con la successiva richiusura rapida dell'interruttore di linea e la ripresa del servizio per gli altri Utenti.

La possibilità di coordinamento selettivo che consenta di evitare l'intervento della protezione di linea per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna può essere conseguita impiegando per la protezione delle apparecchiature a valle del DG (trasformatori) fusibili limitatori di corrente. I guasti estinti per mezzo di tali dispositivi limitatori non provocano, con buona probabilità, l'intervento dell'interruttore di linea; inoltre, i guasti così risolti hanno minori conseguenze sulla qualità del servizio (buchi più brevi e meno profondi).

A.2.3 Coordinamento selettivo tra le protezioni di utenza alla stessa tensione della consegna

Anche per quanto riguarda il coordinamento tra protezioni di utenza per guasti su porzioni di rete di utenza alla stessa tensione di consegna, si hanno situazioni differenti a seconda del guasto considerato (monofase a terra o polifase).

In caso di guasti monofasi a terra, la possibilità di coordinamento selettivo (tra DG e dispositivi a valle posti a protezione dei singoli montanti) è subordinata al massimo ritardo impostabile sul medesimo DG (ritardo generalmente tale da garantire un tempo complessivo di interruzione del guasto a 450 ms per reti a neutro compensato e 170 ms per reti a neutro isolato).

La disponibilità di un gradino di ritardo intenzionale sul DG consente di conseguire un livello di selettività cronometrica; consente inoltre più livelli di selettività qualora si impieghino tecniche di coordinamento basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione.

Per quanto riguarda i guasti polifasi, il medesimo coordinamento selettivo tra DG e dispositivi di protezione dei singoli montanti è conseguibile impiegando tecniche di selettività basate sulla comunicazione tra i dispositivi di protezione. In tale caso, si possono avere due diverse situazioni, di seguito descritte.

1. In generale, l'apertura dell'interruttore di linea avviene senza ritardo intenzionale, e la successiva richiusura rapida consente di rialimentare la porzione di impianto di Utenza non affetta da guasto. Infatti, nel caso di guasti a valle dei dispositivi di protezione dei singoli montanti, il coordinamento logico tra tali dispositivi e il DG causa il blocco del medesimo DG.
2. Qualora invece l'Utente sia connesso tramite una linea per la quale sia possibile ritardare l'intervento della protezione in Cabina Primaria (previe verifiche circa l'energia specifica passante conseguente al ritardo adottato), è possibile evitare l'intervento della medesima protezione di linea (situazione analoga a quella relativa ai guasti monofasi a terra su reti a neutro compensato). Si deve sottolineare come questa modalità di coordinamento selettivo, imponendo un ritardo intenzionale sull'apertura della protezione di linea, causi un maggiore degrado dei componenti in occasione di ogni guasto, nonché maggiori disturbi alla rimanente utenza sottesa alla stessa sbarra MT di CP (buchi di tensione più lunghi). Pertanto, una simile modalità di coordinamento deve essere riservata a Utenti con esigenze di continuità documentabili e non risolvibili in maniera più efficiente con altri provvedimenti presso l'impianto di utenza. Infine, si deve tenere presente che tale soluzione permette di evitare le interruzioni transitorie dovute alla richiusura rapida ma non evita i buchi di tensione, la cui durata risulta in alcuni casi aumentata.

Allegato B
(normativo)

Requisiti minimi di DG e SPG per gli impianti MT esistenti Dichiarazione di adeguatezza

Il presente Allegato descrive le prove a cui sottoporre DG (Dispositivo Generale) e SPG (Sistema di Protezione Generale) installati su impianti esistenti per essere considerati adeguati alle Regole Tecniche di Connessione, secondo quanto stabilito da apposito provvedimento dell'AEEG.

Si specifica che le prove di seguito descritte sono finalizzate esclusivamente ad accertare il tempo complessivo di intervento del complesso DG+SPG in caso di scatto delle protezioni.

B.1 Prove sul complesso DG+PG

Le prove per accertare i requisiti circa il tempo complessivo di intervento sopra citato consistono in:

- applicazione di un segnale di corrente pari a 1,2 volte il valore della soglia di massima corrente (riportato al secondario dei TA di fase) per cui è previsto lo scatto istantaneo all'ingresso amperometrico di fase del relé, e rilievo dell'istante di applicazione del segnale medesimo mediante opportuno strumento di misura (prova 1). La durata del segnale da applicare sarà di 100 ms.
- applicazione di un segnale di corrente pari a 1,2 volte il valore della soglia di massima corrente omopolare (riportato al secondario dei TO) all'ingresso amperometrico omopolare del relé, e rilievo dell'istante di applicazione del segnale medesimo mediante opportuno strumento di misura (prova 2). La durata del segnale da applicare sarà di 200 ms;
- nel caso di presenza di protezione direzionale di terra, applicazioni di corrente omopolare e tensione omopolare entro il settore di intervento della medesima protezione direzionale (prova 3). La durata del segnale da applicare sarà di 200 ms;
- registrazione sul medesimo strumento di misura dell'istante di completamento di apertura dei contatti dell'interruttore (comune alle prove 1 e 2), rilevabile in uno dei modi seguenti:
  - rilievo della posizione dei contatti ausiliari;
  - rilievo della assenza di tensione sui circuiti a valle dell'interruttore (mediante TV eventualmente presenti sull'impianto);
  - rilievo (mediante opportuna pinza amperometrica) della estinzione della corrente per opera dell'interruttore.

La prova 1, 2 (ed eventualmente 3) si ritengono superate qualora vengano effettuate tre interruzioni (manovre) consecutive in tempi inferiori a 200 ms (inteso come tempo complessivo intercorrente tra l'applicazione del segnale in ingresso ai circuiti amperometrici del relé e il completamento dell'apertura dei contatti) e con una dispersione nei tempi di intervento non superiore al 20%.

Le prove possono essere condotte anche senza tensione sul circuito principale. La precisione nella misura del tempo deve essere inferiore o pari a 1 ms. Deve essere prodottto un rapporto di prova cartaceo, siglato a cura di chi redige la Dichiarazine di Adeguatezza, che riporti marca, modello e matricola dello strumento impiegato.

Allegato C
(normativo)

Caratteristiche del Sistema di Protezione Generale per reti AT

C.1 Generalità

Nel presente Allegato sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova del Sistema di Protezione Generale per Utenti di Alta Tensione.

La specificazione delle caratteristiche minime dei trasformatori di corrente e tensione (TA e TV) nonché dei relé impiegati per la protezione degli impianti Utente connessi sulle reti di distribuzione AT si rende indispensabile date le significative necessità di affidabilità e rapidità di intervento che tali protezioni devono garantire, coniugate con l'esigenza di evitare sovradimensionamenti del sistema di protezione stesso allo scopo di contenere i costi.

Data la specificità delle necessità protettive di ciascun impianto AT, sono nel seguito fornite alcune indicazioni di massima, che saranno poi da verificare caso per caso, in collaborazione tra Distributore e Utente.

C.1.1 Trasformatori amperometrici di protezione (TA)

I TA devono essere conformi alla Norma CEI EN 60044-1. Essi devono fornire correnti secondarie alle protezioni con errori accettabili nel campo di variabilità atteso per la corrente di guasto primaria. In particolare detti TA devono consentire il corretto funzionamento delle protezioni tenendo conto della massima asimmetria della corrente di guasto e di valori della costante di tempo primaria di 20 ms - 60 ms. Naturalmente, le caratteristiche dei TA devono essere accertate con riferimento al carico costituito dalla protezione, dai relativi cavi di collegamento e dalla morsetteria intermedia.

Sono indicate le seguenti caratteristiche tipiche:

– corrente nominale primaria:	200 A - 400A - 800A - 1200 A[74]
– corrente nominale secondaria:	1 A-5 A
– prestazione nominale:	30 VA (riferiti a 5 A)
– classe di precisione:	5P
– fattore limite di precisione:	30
– corrente termica nom. permanente:	1,2 I nominale
– corrente termica nom. di cortocircuito per 1 s:	superiore o uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 20 kA
– corrente dinamica nominale:	superiore od uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 50 kA picco
– livello di isolamento (U_m)	145 kV per TA destinati alle reti a 132 kV e 170 kV per TA destinati alle reti a 150 kV.

Qualora i TA siano destinati a fornire correnti ridotte a protezioni differenziali di linea o distanziometriche, i valori tipici della corrente nominale primaria da considerare sono 800 A e 1200 A.

I valori più bassi di corrente nominale primaria (comunque non inferiori a 200 A) si devono utilizzare nell'impiego di TA associati solo a protezioni di massima corrente.

C.1.2 Trasformatori voltmetrici di protezione (TV)

I TV devono essere conformi alla Norma CEI EN 60044-2.

Sono indicate le seguenti caratteristiche tipiche:

– tensione nominale primaria: 132/rad(3) oppure 150/rad(3) kV

(74) Per Utenti di potenza di trasformazione installata molto limitata (< 10 MVA), deve essere valutata la possibilità di impiegare TA di rapporto inferiore, compatibilmente con la potenza di cortocircuito nel punto di connessione.

- tensione nominale secondaria: 100/rad(3) V
- prestazione nominale: superiore od uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 10 VA(75)
- classe di precisione: 3P
- livello di isolamento (U_m): 145 kV per TV destinati alle reti con livello di tensione 132 kV e 170 kV per TV destinati alle reti con livello di tensione 150 kV.
- fattore di tensione nominale: 1,5 per 30 s.

C.1.3 Prescrizioni funzionali per la PG

Devono essere previste le seguenti protezioni:

- protezione di massima corrente tripolare a due soglie entrambe a tempo indipendente definito;
- protezione di minima tensione continua V_{cc} (80 s) che provvede ad isolare l'Utente dalla rete aprendo il dispositivo generale in caso di mancanza di tensione ausiliaria.

Le caratteristiche delle suddette protezioni sono di seguito elencate.

- Tempo base di intervento: pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento regolato); per tutte le funzioni di seguito indicate deve essere minore o uguale a 50 ms. I tempi di ritardo indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento.
- Protezione di massima corrente: la corrente nominale In deve essere compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie. I campi di regolazione previsti sono:
  - Prima soglia:
    - Valore 20%÷500%, a gradini di 10%;
    - Tempo di ritardo (0,05÷5) s, a gradini di 0,05 s.
  - Seconda soglia:
    - Valore 100%÷2000%, a gradini di 10%;
    - Tempo di ritardo (0,05÷5) s, a gradini di 0,05 s.
- Protezione di minima V_{cc}: soglia tarata al 80% della tensione nominale di alimentazione della protezione, con tempo di ritardo pari a 1 s.

I comandi di manovra interruttore e segnalazioni locali devono essere così strutturati:

Sulla parte anteriore dell'apparecchiatura o dei moduli componenti, devono essere previste le seguenti segnalazioni:

a) una segnalazione differenziata di pannello "in funzione" o "in anomalia";
b) segnale memorizzato di scatto generico della protezione di max corrente;
c) posizione interruttore, mediante led che indichino interruttore "aperto" o "chiuso". Il comando di apertura dell'interruttore deve permanere fino al ricadere dello stato logico di scatto che l'ha determinato e comunque per un tempo minimo di 150 ms (per garantire l'apertura dell'interruttore).

L'apparecchiatura deve provvedere alla registrazione di avviamenti e scatti per la ricostruzione dei guasti/anomalie.

Gli errori limite per le grandezze sono:

- Amperometrico ≤5%
- Variazione dell'errore limite ≤3%
- Tempo di ricaduta ≤100 ms

(75) Si deve comunque prevedere un'opportuna resistenza in modo che la prestazione effettiva risulti superiore al 25% della prestazione nominale.

- Rapporto di ricaduta protezioni ≥0,9
- Errore limite sui tempi ≤3%±20 ms
- Variazione dell'errore limite ≤1,5%±10 ms

L'assorbimento del circuito amperometrico è ≤0,2 VA per I_n = 1 A e ≤1 VA per I_n = 5A.

C.1.4 Prove e certificazioni della PG

Il dispositivo deve essere dotato di marcatura CE.

Le prove si dividono in:

- prove funzionali;
- prove di compatibilità ambientale.

Deve essere certificato, con le modalità in seguito indicate, il superamento delle prove di cui ai paragrafi seguenti.

C.1.4.1 Prove funzionali

Le prove funzionali consistono in:

- verifica funzioni;
- misura della precisione delle soglie di intervento e di ricaduta;
- misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

C.1.4.2 Prove di compatibilità ambientale

Le prove di compatibilità ambientale sono riportate nella Tabella seguente.

Tabella 7 – Prove di compatibilità ambientale

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli Di Prova	Norme
ISOLAMENTO E EMC	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV	CEI EN 60255-5
	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per i circuiti in c.a.	CEI EN 60255-5
	Resistenza di isolamento	≥100 MΩ a 500 Vc.c.	CEI EN 60255-5
	Scariche elettrostatiche	Scarica a contatto livello 3 Scarica in aria livello 3	CEI EN 61000-4-2
	Ring Wave	livello 3	CEI EN 61000-4-12
	Onde oscillatorie smorzate	livello 2	
	Transitori veloci	livello 4	CEI EN 61000-4-4
	Surge 1,2-50/8-20	livello 3	CEI EN 61000-4-5 CEI EN 61000-4-5/A1
	Campo magnetico a frequenza di rete	livello 5	CEI EN 61000-4-8 CEI EN 61000-4-8/A1
	Campo magnetico oscillatorio smorzato	livello 4	CEI EN 61000-4-10 CEI EN 61000-4-10/A1
	Campi elettromagnetici irradiati a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-3 CEI EN 61000-4-3/IS1
	Campi elettromagnetici irradiati da radiotelefoni digitali	livello 3	
	Brevi interruzioni dell'alimentazione ausiliaria	livello 0% t = 0,05 s	CEI EN 61000-4-29
	Buchi di tensione	livello 50% t = 0,1 s	
	Variazioni di tensione	U_n ± 20%; t = 10 s	
	Tensione a frequenza di rete	livello 3	CEI EN 61000-4-16 CEI EN 61000-4-16/A1
	Disturbi condotti 15Hz-150Hz	livello 3	

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli Di Prova		Norme
ISOLAMENTO E EMC	Disturbi condotti indotti da campi a radiofrequenza	livello 3		CEI EN 61000-4-6 CEI EN 61000-4-6/A1 CEI EN 61000-4-6/IS1
CLIMATICHE	Apparecchiatura non alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40±2)°C; (93±3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C; TB =70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
	Apparecchiatura alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40±2)°C; (93±3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C; TB = 70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
MECCANICHE	Immunità alle vibrazioni	Limite inf. 10 Hz Lim. sup. 500 Hz Accelerazione 10 m/s^2 Amp. di spost. 0,075 mm		CEI EN 60068-2-6
	Vibrazioni aleatorie a larga banda	–		CEI EN 60068-2-64

C.1.4.3 Prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura

***Circuiti amperometrici**:* per i circuiti amperometrici di fase la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 3 I_n, quella transitoria (1 s) deve essere superiore o uguale a 50 I_n[(76)].

***Circuiti voltmetrici**:* per i circuiti voltmetrici, la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 1,3 V_n, quella transitoria (1 s) deve essere superiore o uguale a 2 V_n.

C.1.4.4 Conformità delle apparecchiature

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione,. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo. L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) e funzionali previste deve avvenire:

– presso un laboratorio accreditato da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il SINAL), oppure
– presso il costruttore,

secondo le richieste del Distributore, indicate in fase di definizione preliminare della connessione ed espresse successivamente nei documenti contrattuali.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

(76) In caso di TA di fase con rapporto di trasformazione minore di 400:5, la sovraccaricabilità deve essere incrementata conseguentemente; ad esempio per rapporti 200:5, si ha che 50 I_n x (400:5)/(200:5) = 100 I_n

Allegato D
(normativo)

Caratteristiche del Sistema di Protezione Generale (SPG) per reti MT

D.1 Definizione di SPG per reti MT

Il Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale (ovvero Sistema di Protezione Generale, SPG nel seguito) è composto da:

- trasformatori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente di tensione) con le relative connessioni al relé di protezione;
- relé di protezione con relativa alimentazione (Protezione Generale, PG nel seguito);
- circuiti per l'apertura dell'interruttore.

Nel suo complesso, il SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

Le funzioni protettive che la PG deve comprendere sono:

- protezione di massima corrente (di fase), che prevede tre[77] soglie di intervento:
  - prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di sovraccarico di piccola entità originati dall'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia *I*>;
  - seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di cortocircuito polifase su impedenza (ovvero di sovraccarico di elevata entità) all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia *I*>>;
  - terza soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di cortocircuito polifase franco all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia *I*>>>
- protezione di massima corrente omopolare, che prevede due soglie di intervento:
  - prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra (sia esso franco o su impedenza) all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia I_0>;
  - seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto doppio monofase a terra, con uno dei punti di guasto all'interno dell'impianto di Utente, indicata nel seguito come soglia I_0>>

A seconda del contributo capacitivo fornito al guasto monofase dalla rete dell'Utente stesso, la prima soglia della protezione di massima corrente omopolare deve essere sostituita da una protezione direzionale di terra, basata sul superamento di determinati valori di tensione e corrente omopolare, nonché sull'angolo di fase tra corrente e tensione omopolare, sigla 67N. A sua volta, tale protezione direzionale di massima corrente omopolare deve prevedere due soglie di intervento:

- prima soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro isolato, indicata nel seguito come soglia 67N.S1;
- seconda soglia, dedicata alla rilevazione degli eventi di guasto monofase a terra durante il funzionamento in regime di neutro compensato, indicata nel seguito come soglia 67N.S2.

Nel caso di PG di Utenti attivi di potenza installata superiore a 3 MVA, per evitare aperture intempestive in occasione di guasti esterni alla rete di Utente (aperture per guasti su linee diverse da quella cui è collegato l'impianto di Utente attivo, non selettive rispetto all'intervento della protezione di linea del Distributore) è prevista la possibilità di condizionare lo scatto per effetto della soglia *I*>>> a un consenso direzionale. La presenza di tale consenso direzionale non deve comunque inficiare le prestazioni richieste alla PG nel seguito di questo Allegato[78].

(77) La prima di queste tre soglie si deve prevedere/attivare secondo le prescrizioni di ciascun Distributore.

(78) Le prove funzionali circa il consenso direzionale sono in corso di definizione; la soluzione proposta dall'Utente in fase di connessione deve essere valutata di volta in volta dal Distributore.

Per realizzare le sopradette funzioni, il SPG può prevedere:

– singoli PG, TA, TO, TV, ciascuno rispondente alle rispettive Norme di riferimento, combinati in vari modi previa verifica del corretto funzionamento della combinazione (SPG non integrato);
– un'unica apparecchiatura integrata che svolga le funzioni di PG, TA, TO, TV (SPG integrato), comunque realizzata a regola d'arte. L'integrazione può essere totale o riferirsi solo ad alcune delle funzioni proprie del SPG stesso (ad es. rilevazione direzionale dei guasti monofasi a terra, e/o rilevazione delle sovracorrenti o entrambe, ecc.).

Nel primo caso (SPG non integrato), deve essere verificato che le caratteristiche dei singoli componenti da combinare siano tali da garantire la funzionalità del SPG nel campo di interesse delle grandezze di guasto; in funzione delle caratteristiche dei trasformatori di tensione e/o di corrente utilizzati, possono essere provati singolarmente tutti i diversi componenti o essere effettuati sottoinsiemi limitati di prove su più componenti combinati insieme.

Nel secondo caso (SPG integrato), tutte le prove si riferiscono ad un'apparecchiatura integrata in cui non sono individuabili e/o verificabili separatamente le funzioni dei singoli componenti che costituiscono l'intero SPG.

Nel presente Allegato sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova dei seguenti componenti del SPG per Utenti di Media Tensione:

– trasformatori amperometrici di fase (TA),
– trasformatori amperometrici omopolari (TO),
– trasformatori voltmetrici (TV),
– relé di protezione generale (PG).

La specificazione delle caratteristiche e delle eventuali modalità di prova si rende indispensabile date le significative necessità di affidabilità e rapidità di intervento che il SPG deve garantire, coniugate con l'esigenza di evitare sovradimensionamenti del sistema di protezione allo scopo di contenere i costi. In particolare, date le prestazioni da garantire in termini di corretta e tempestiva individuazione delle correnti di guasto, è necessario assicurare il corretto coordinamento tra PG, TA, TO e TV, nonché dimostrare tale corretto coordinamento mediante l'adempimento di requisiti funzionali e il superamento di prove.

D.2 Caratteristiche del SPG non integrato

Le caratteristiche, le verifiche e le eventuali prove prescritte per il SPG non integrato riguardano i seguenti componenti:

– trasformatori amperometrici di fase (TA), cui è dedicato il paragrafo D.2.1;
– trasformatori amperometrici omopolari (TO), cui è dedicato il paragrafo D.2.2;
– trasformatori voltmetrici (TV), cui è dedicato il paragrafo D.2.3;
– relé di protezione generale (PG), cui è dedicato il paragrafo D.2.4.

Per quanto riguarda i trasformatori di corrente di fase (ed omopolari), essi devono essere conformi alle relative norme di prodotto (CEI EN 60044-1, 60044-6, 60044-8); gli eventuali TV devono essere conformi alle relative norme di prodotto (CEI EN 60044-2, 60044-5, 60044-7); i relé devono essere conformi alla CEI EN 60255.

Ulteriori prescrizioni sono riportate nel seguito.

D.2.1 TA per la protezione di massima corrente di fase[79]

I TA di fase devono fornire correnti secondarie alla PG con errori accettabili in tutto il campo di variabilità atteso per la corrente di guasto primaria. In particolare detti TA devono consentire il corretto funzionamento della protezione stessa in caso di cortocircuito in rete tenendo conto della massima asimmetria della corrente di guasto, e di una costante di tempo primaria di 20 ms. Naturalmente, le caratteristiche dei TA devono essere accertate con riferimento al carico costituito dalla protezione e dai relativi cavi di collegamento.

L'idoneità dei TA per la protezione di massima corrente di fase deve essere accertata mediante:

- verifica dell'adeguatezza della sezione dei cavi di collegamento fra il secondario del TA e la PG;
- verifica della sovraccaricabilità transitoria degli ingressi amperometrici della PG stessa.

A seconda delle soluzioni adottate, si devono effettuare anche le verifiche (ed eventualmente le prove) contenute nei paragrafi D.2.1.1, D.2.1.2, D.2.1.3.

In particolare, la corrente al secondario del TA in presenza di 9 kA primari (tenendo conto del rapporto di trasformazione nominale del TA stesso) con durata pari a 1 s non deve danneggiare né i cavi di collegamento fra il secondario del TA e il PG, né gli ingressi amperometrici dello stesso PG.

È bene tener presente che le considerazioni relative ai TA di fase di interesse per questo punto si riferiscono a TA destinati a fornire ingressi idonei alle protezioni contro le sovracorrenti elevate (cortocircuiti); tali TA, quindi, possono non essere adeguati alla misura di sovracorrenti contenute, non molto diverse dalla nominale del TA stesso (quali, ad es., quelle in gioco in caso di sovraccarichi).

In ogni caso i TA devono possedere le seguenti caratteristiche:

- corrente termica nom. permanente: 1,2 I nominale;
- corrente termica nom. di cortocircuito per 1 s: superiore o uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 12,5 kA;
- corrente dinamica nominale: superiore od uguale al valore minimo indicato dal Distributore, comunque non inferiore a 31,5 kA di picco;
- livello di isolamento: secondo le indicazioni del Distributore, non inferiore a 24 kV per TA avvolti, a 0,72 kV per TA toroidali da applicare su cavo.

Il paragrafo seguente D.2.1.1 è dedicato alle soluzioni protettive conseguite mediante l'impiego di TA che presentano un comportamento lineare in tutto il campo di variabilità delle correnti primarie di cortocircuito attese; il paragrafo D.2.1.2, è dedicato alle soluzioni protettive basate sull'impiego di TA con possibile saturazione; infine, il paragrafo D.2.1.3 è dedicato alle soluzioni protettive basate su TA non convenzionali.

D.2.1.1 Caratteristiche e verifiche nel caso di impiego di TA lineari

Ai fini della presente Norma, si considerano TA lineari i TA di classe 5P che, nelle reali condizioni di installazione (tenendo conto di sezione e lunghezza dei conduttori fra secondario del TA e il PG, dell'autoconsumo del PG, delle prestazioni e delle altre caratteristiche del TA stesso, ecc.), presentano un comportamento lineare fino a correnti primarie non inferiori a 9 kA.

(79) Si richiama l'attenzione sulle modalità di corretta installazione dei TA di fase di tipo toroidale, in particolare sulla necessità di centratura del TA rispetto al cavo, in modo da garantire le prestazioni del TA stesso in regime stazionario e transitorio.

D.2.1.1.1 Verifiche sui TA lineari

Le verifiche da effettuare allo scopo di determinare il comportamento lineare dei TA, nonché il loro corretto impiego, sono di seguiuto riportate:

- $F_1' \times I_P$ (secondo la Guida CEI 11-35) sia non inferiore a 9 kA,
- la verifica secondo la Norma CEI EN 60044-6 indichi che il TA satura per tempi $\geq$ 10 ms,
- la verifica di tenuta dei circuiti amperometrici della PG sia superata,

A titolo esemplificativo, la Tab. 26 e la Tab. 27 riportano le verifiche su alcuni TA, valide per situazioni tipicamente ricorrenti nella pratica impiantistica.

Si richiama l'attenzione sul fatto che le verifiche di cui alla Tab. 26 e Tab. 27 sono state condotte nell'ipotesi di impiegare:

- cavi di collegamento di lunghezza 5 m e sezione 6 mm^2;
- TA con resistenze degli avvolgimenti secondari stimate come riportato in tabella;

Fra questi TA di fase si possono considerare automaticamente idonei (TA lineari, che non necessitano di alcuna verifica, salvo quella relativa alla tenuta dei circuiti amperometrici della PG) quelli aventi le seguenti caratteristiche nominali e che vengano caricati con prestazioni effettive non superiori a quelle di seguito specificate[80]:

- rapporto di trasformazione nominale: 300/5 (oppure 300/1);
- prestazione nominale: 10 VA (oppure 5 VA);
- classe di precisione: 5P;
- fattore limite di precisione: 30;
- prestazione effettiva a 5 A (a 1 A) 0,4 Ω (oppure 5 Ω).

TA di fase che non presentano le precedenti caratteristiche ma tali per cui:

- $F_1' \times I_P$ (secondo la Guida CEI 11-35) sia non inferiore a 9 kA,
- la verifica secondo la Norma CEI EN 60044-6 indichi che il TA satura per tempi > 10 ms,
- la verifica di tenuta dei circuiti amperometrici della PG sia superata,

possono essere considerati idonei (TA assimilabili a TA automaticamente idonei), in quanto la verifica di comportamento lineare per correnti primarie fino a 9 kA è soddisfatta.

Entrambe tali tipologie di TA possono essere utilizzate con una PG conforme a quanto riportato al paragrafo D.2.4.

D.2.1.1.2 Prove funzionali per PG che utilizzino TA di fase lineari

Poiché la PG impiega TA lineari (siano essi idonei o automaticamente idonei) non sono previste prove funzionali ulteriori rispetto a quelle indicate in D.2.4.7.

D.2.1.2 Caratteristiche, verifiche e prove nel caso di impiego di TA non lineari

In questo paragrafo si considerano TA che possono incorrere in saturazione nel campo di correnti di interesse, ma il cui segnale secondario è comunque correttamente interpretato da una generica PG (ai fini della presente Norma, ci si riferirà a tali TA come TA non lineari).

D.2.1.2.1 Verifiche per TA non lineari

Nel caso di impiego di TA non lineari, non sono previste verifiche ulteriori rispetto a quelle riportate in D.2.1. Sono invece previste le prove funzionali di seguito riportate.

D.2.1.2.2 Prove per accertare il corretto accoppiamento PG+TA non lineari

In questi casi va caratterizzato sia il segnale secondario del TA affetto da saturazione, sia la capacità di una PG di trattare correttamente tale segnale; tale capacità deve essere accertata tramite opportune prove effettuate sulla PG stessa.

(80) I dati tra parentesi si riferiscono a TA con rapporto nominale 300/1.

Il metodo di seguito esposto prevede l'applicazione di correnti di prova alla PG che riproducono le forme d'onda tipiche di segnali di corrente erogati da TA con condizioni di funzionamento non lineari. Ovviamente, tali segnali di corrente, oltre ad essere funzione della corrente di fase MT, dipendono dalle caratteristiche del TA e del circuito secondario del TA stesso, che comprende l'avvolgimento secondario del TA, l'ingresso della PG e i cavi di collegamento. Il metodo di prova specificato di seguito ha lo scopo di consentire l'economica ripetizione delle prove per diversi tipi di TA.

Il superamento delle prove attesta che l'accoppiamento TA+PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di TA diversi da quello da cui è stata ricavata la corrente secondaria di prova, è necessario caratterizzare la corrente secondaria del nuovo TA secondo il metodo esposto nel presente articolo. A valle di tale caratterizzazione, possono darsi le seguenti alternative:

– se i valori istantanei della nuova corrente secondaria sono in modulo superiori per qualsiasi tempo compreso tra 0 ed il tempo di intervento della soglia istantanea *I*>>> registrato nella prova con il TA base, la PG è idonea a essere utilizzata con il nuovo TA;
– in caso contrario, è necessario ripetere tutte le prove di cui al presente paragrafo per l'accoppiamento tra la PG e il nuovo TA.

Caratterizzazione del TA non lineare

Per quanto riguarda la caratterizzazione del comportamento non lineare del TA, nel seguito sono riportate le modalità di determinazione convenzionale delle forme d'onda di corrente da applicare alla PG durante le prove, tenendo conto che i TA di fase:

– sono lineari con errore di fase e di rapporto trascurabili per tutti gli istanti in cui il flusso di funzionamento è inferiore a un valore caratteristico (flusso di saturazione) calcolabile direttamente dai dati nominale del TA stesso (rapporto nominale, prestazione nominale, fattore limite di precisione, resistenza secondaria degli avvolgimenti secondari dei TA);
– sono completamente saturati (corrente secondaria nulla) per valori di flusso superiori al flusso di saturazione;
– una volta saturati, ritornano in "campo lineare" al cambiamento di segno della corrente primaria in ingresso (quando varia il flusso a causa dell'inversione della tensione).

Esempi di andamenti nel tempo di corrente secondaria in caso di saturazione del TA, ottenuti nelle ipotesi suddette, sono riportati in Fig. 25. L'andamento della corrente secondaria riportato è tipico di un TA che satura a causa di dimensionamento non sufficiente alle condizioni di corrente primaria e di carico cui è sottoposto. La corrente secondaria, curva verde in Fig. 25, è quella vista dalla PG durante le prove e che ne determina il comportamento.

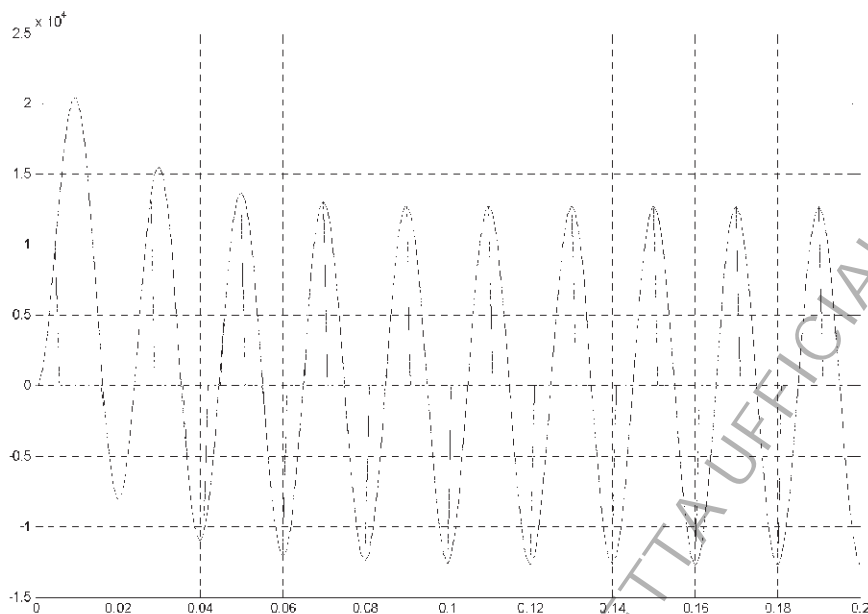



Figura 25 – Andamento convenzionale della corrente secondaria di un TA saturo; corrente primaria (blu) e secondaria (verde) di TA in saturazione

Con l'ipotesi precedente, il calcolo della forma d'onda di corrente secondaria risulta particolarmente semplice. Il calcolo può essere reso più preciso considerando anche i reali errori di rapporto e d'angolo nonché la curva di saturazione e/o di isteresi; in termini però di risultato finale (valore componente a 50 Hz della corrente in ingresso alla protezione) l'effetto risulta di second'ordine, con lo svantaggio di necessitare di un calcolo assai più complesso (ad es. tramite utilizzo di modello di calcolo di transitori elettromagnetici).

La "corrispondenza" tra corrente secondaria e flusso di saturazione è diretta in quanto, per la natura prevalentemente resistiva del carico secondario dei TA, la tensione applicata sul TA stesso (derivata del flusso) è proporzionale alla suddetta corrente, valendo le seguenti relazioni:

$$\phi(t) = \int v(t)\,dt \qquad v(t) = (R_C + R_{TA})\, i_s(t)$$

Il procedimento di valutazione della corrente secondaria è di seguito illustrato.

Dati di ingresso:

- Dati sulla corrente di corto circuito:
  - valore efficace della corrente di corto circuito I_{cc} (riferimento: 9 kA)
  - valore della costante di tempo associata T (riferimento: 20 ms)
- Dati sul TA di fase:
  - rapporto nominale $k_{TA} = I_{n1}/I_{n2}$
  - prestazione nominale (in Ω) R_{Cn}
  - prestazione effettiva (in Ω) R_C
  - fattore limite di precisione k_{lim}
  - resistenza secondario TA (in Ω, a 75 °C) R_{TA}

Calcoli

Calcolo della forma d'onda della corrente primaria (funzione nel tempo): formula matematica ottenuta sovrapponendo la sinusoide della corrente di cortocircuito con la componente unidirezionale al valore massimo (valore di picco della componente sinusoidale stessa).

Calcolo del flusso di saturazione.

È il flusso massimo (picco sinusoidale) corrispondente alla corrente limite di precisione alla prestazione nominale

$$\varphi_{SAT} = (1/\omega)\cdot(R_{TA} + R_{Cn})\ (\sqrt{2}\, k_{lim}\cdot I_{n2})$$

Calcolo della forma d'onda della corrente secondaria (funzione nel tempo).

Valutazione

a) del flusso del TA (ottenuto come integrale della tensione ai capi del TA stesso, a sua volta prodotto della corrente secondaria per il carico effettivo R_C del TA; al generico istante t l'integrale è calcolabile partendo dalle grandezze agli istanti precedenti);
b) della corrente secondaria (che per le ipotesi fatte è pari alla corrente primaria diviso il rapporto nominale del TA oppure è pari a zero, a seconda che il flusso del TA calcolato come sopra sia minore o maggiore del flusso di saturazione).

La corrente secondaria da applicare alla PG presenta quindi l'andamento determinato secondo lo schema sopra indicato e la PG deve intervenire nei tempi previsti.

Le prove descritte in questo paragrafo sono basate sul controllo dell'intervento delle soglie della protezione di massima corrente. A tale fine, si applicano opportune correnti secondarie direttamente alla PG, calcolate come descritto in precedenza.

La regolazione della PG, per quanto riguarda le soglie di interesse, è:

- soglia I>>: 200 A primari, T_{int}[81] = 430 ms;
- soglia I>>>: 500 A primari, $T_{int} \leq 50$ ms.

Prova D.2.1.2.2a):

- da effettuare con grandezze secondarie sugli ingressi amperometrici della PG
  - I_{cc} = Ampiezza componente simmetrica (primaria): 240 A efficaci ± 5%
  - I_{max} = Ampiezza componente unidirezionale (primaria): 0 A ± 5%

Risultati attesi: scatto protezione per soglia I>> di massima corrente in 430 ms.

Prova D.2.1.2.2b):

- da effettuare con grandezze secondarie sugli ingressi amperometrici della PG
  - I_{cc} = Ampiezza componente simmetrica (primaria): 600 A efficaci ± 5%
  - I_{max} = Ampiezza componente unidirezionale (primaria): $600\sqrt{2}$ A ± 5%
  - Costante di tempo unidirezionale: 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale)

Risultati attesi[82]: scatto protezione per soglia I>>> entro 50 ms.

(81) Per tempo di intervento della PG (T_{int}) si intende il tempo intercorrente tra l'istante di inizio della sovracorrente e l'emissione del comando di scatto; T_{int} comprende quindi il tempo base della protezione più l'eventuale ritardo intenzionale impostato; a sua volta il tempo base comprende il tempo necessario alla rilevazione del fenomeno (misura), al riconoscimento del fenomeno medesimo e all'emissione del comando di scatto.

(82) Tutti i risultati attesi sono da intendere al netto delle tolleranze previste in D.2.4.1.

Prova D.2.1.2.2c):

– da effettuare con grandezze secondarie sugli ingressi amperometrici della PG
  – I_{cc} = Ampiezza componente simmetrica (primaria): 9000 A efficaci ± 5%;
  – I_{max} = Ampiezza componente unidirezionale (primaria): 9000 $\sqrt{2}$ A ± 5%;
  – Costante di tempo unidirezionale: 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale);

Risultati attesi: scatto protezione per soglia I>>> entro 50 ms.

D.2.1.3 Soluzioni protettive con impiego di TA di fase non convenzionali

Qualora la PG utilizzi, per la rilevazione della massime correnti di fase, TA che, per esempio, non producono in uscita un segnale in corrente o privi di nucleo magnetico (detti nel seguito TA di fase non convenzionali) va fatto riferimento a quanto indicato al punto D.3 relativamente a tale funzione.

Il superamento delle prove attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento trasduttori+PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di trasduttori diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove.

Ovviamente, i TA di fase non convenzionali devono, comunque, essere dimensionati per soddisfare le condizioni poste al paragrafo D.2.1, per quanto applicabili.

D.2.2 TA toroidale per la protezione contro i guasti a terra (TO)[83]

Come anticipato, la protezione contro i guasti monofasi a terra dell'impianto Utente, a seconda del contributo capacitivo fornito al guasto monofase dalla rete dell'Utente stesso, può consistere in:

– protezione di massima corrente omopolare;
– protezione di massima corrente omopolare direzionale.

L'intervento della PG in caso di guasto doppio monofase a terra deve essere conseguito mediante una protezione di massima corrente omopolare, basata, alternativamente su:

– segnali secondari forniti dal TA omopolare;
– segnali secondari forniti dai TA di fase[84].

Il TA omopolare (TO nel seguito) deve fornire correnti secondarie alla PG con errori accettabili in tutto il campo di variabilità atteso per la corrente primaria dovuta a guasto monofase a terra oppure a guasto doppio monofase a terra[85]. In particolare, detto TO deve consentire il corretto funzionamento delle protezioni di massima corrente di terra e direzionali di terra in qualsiasi condizione di esercizio del neutro.

Le caratteristiche del TO devono essere calcolate tenendo conto del carico della protezione e dei relativi cavi di collegamento.

In ogni caso i TO devono presentare le seguenti caratteristiche:

– tensione massima per l'apparecchio:	0,72 kV;
– corrente termica nominale permanente:	1,2 I_n;
– corrente termica nominale di cortocircuito per 1 s:	12,5 kA.

(83) Si richiama l'attenzione sulle modalità di corretta installazione dei TA omopolari di tipo toroidale, in particolare su:
– necessità di centratura del TO rispetto ai cavi in modo da garantire le prestazioni del TO stesso in regime stazionario e transitorio);
– necessità di collegare opportunamente gli schermi metallici dei cavi a terra, facendo passare il relativo collegamento all'interno del TO, ed evitando qualsiasi contatto degli schermi stessi o del relativo collegamento a terra con parti metalliche adiacenti.nel tratto di circuito fra l'interruttore sui cui agisce la protezione alimentata dal TO in questione ed il TO stesso.

(84) In quest'ultimo caso, è ovviamente necessario prevedere tre TA di fase nonché una PG tripolare.

(85) La corrente di doppio guasto monofase a terra si deve considerare solo nei casi in cui la sua rilevazione sia affidata al TO e non ai TA di fase.

In luogo del TO, la PG può prevedere 3 TA di fase con caratteristiche adeguate, ed in particolare conformi con le prescrizioni del punto D.2.1, limitatamente alla rilevazione del guasto doppio monofase a terra.

Come premesso, il TO deve fornire correnti secondarie, con errori accettabili, alla protezione PG nel campo di variabilità atteso per la corrente di guasto primaria. Per esempio, a 20 kV, la funzione di protezione contro guasti a terra (eventualmente, con consenso direzionale) deve intervenire per pochi Ampere primari per guasti monofasi, ma può essere soggetta a 2.000 A primari in caso di doppio guasto monofase a terra. Inoltre, in caso di guasto monofase a terra, bisogna tenere conto della presenza di una componente asimmetrica primaria (componente unidirezionale, generata dalle bobine di estinzione d'arco o di Petersen tipicamente presenti sulle reti, stimabile in $500\sqrt{2}$ A di cresta, con costante di tempo pari a 150 ms) che si può sovrapporre ad una componente simmetrica non superiore a 50 A, come indicato in Fig. 26.

La presenza di una componente aperiodica, combinata con TO non adeguatamente dimensionati, aumenta il rischio di ritardato intervento delle protezioni con conseguente mancata selezione del guasto. Ai fini della presente Norma, i TA omopolari possono essere automaticamente idonei (si veda il paragrafo D.2.2.1) ovvero non automaticamente idonei (si veda il paragrafo D.2.2.2). Alcune delle prove previste in D.2.2.1 e D.2.2.2 comportano l'impiego di segnali derivati dai TV impiegati per il rilievo della tensione omopolare: alla specificazione delle caratteristiche di tali TV è dedicato il paragrafo D.2.3. È anche prevista la possibilità di impiegare soluzioni protettive basate su TO (ed eventualmente TV) non convenzionali: tali soluzioni sono trattate nel paragrafo D.2.2.3.

D.2.2.1 Caratteristiche e prove per TA omopolari (TO) automaticamente idonei

Il presente paragrafo contiene caratteristiche e prove necessarie a garantire il corretto intervento della PG, qualora equipaggiata con TO di caratteristiche tali da farli ritenere automaticamente idonei (la definizione è data nel seguito).

D.2.2.1.1 Caratteristiche dei TO automaticamente idonei

Le caratteristiche dei TO finalizzati alla rilevazione dei guasti monofase a terra (sia a neutro compensato, sia a neutro isolato) o doppio monofase sono di seguito esposte.

Tenendo conto dei vincoli sopra richiamati, TO con le seguenti caratteristiche nominali sono ritenuti automaticamente idonei:

- tipo toroidale;
- rapporto di trasformazione nominale: 100/1 A;
- prestazione nominale: 2 VA;
- errori contenuti entro i valori di Tab. 8 (in cui In è la corrente nominale di 100 A, I è la corrente primaria di prova).

Tabella 8 – Errori TO

Corrente (I/In)	Errore di rapporto (%)	Errore d'angolo (°)
0,01	±5	±2
0,05	±1	
1	±1	±2
20	±5	

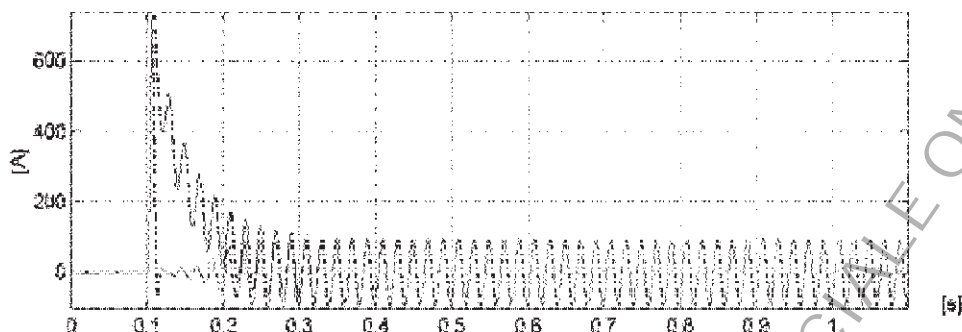



Figura 26 – Corrente secondaria convenzionale per TA omopolari (TO)

D.2.2.1.2 Prove funzionali per PG che utilizzino TO automaticamente idonei

Le prove funzionali per PG che utilizzino TO automaticamente idonei per la rilevazione dei guasti monofasi a terra (sia a neutro compensato, sia a neutro isolato) o doppio monofase a terra[86], sono le medesime riportate per i TO non automaticamente idonei nel successivo paragrafo D.2.2.2.2 ma, ad esclusione della prova 1 di Tab. 9 (o della prova 1 di Tab. 10), l'applicazione dei segnali di corrente avviene direttamente alla protezione PG (applicazione di correnti secondarie). La prova 1 della Tab. 9 (o la prova 1 della Tab. 10) devono invece essere effettuate con i segnali di correnti primari applicati ai TO.

Il superamento di tutte le prove, inclusa la prova 1 di Tab. 9 (o la prova 1 di Tab. 10), attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento TO + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di TO diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove di cui al D.2.2.2.2 con le modalità sopra descritte per quanto riguarda l'applicazione di grandezze primarie e/o secondarie.

D.2.2.2 Caratteristiche e prove per TA omopolari (TO) non automaticamente idonei

Il presente paragrafo contiene caratteristiche e prove necessarie a garantire il corretto intervento della PG, qualora equipaggiata con TO di caratteristiche tali da non farli ritenere automaticamente idonei.

D.2.2.2.1 Caratteristiche dei TO non automaticamente idonei

Si definiscono TO non automaticamente idonei, quei TO che non presentino le caratteristiche di cui al paragrafo D.2.2.1; tali TO possono essere utilizzati solo se, insieme ad una ben determinata e specificata PG, soddisfano le prove di seguito indicate.

D.2.2.2.2 Prove funzionali per PG che utilizzino TO non automaticamente idonei

Le prove funzionali da applicare nel caso di soluzioni protettive che impieghino TO non automaticamente idonei sono di seguito descritte.

In particolare, le prove indicate in

- Tab. 9 devono essere eseguite qualora il TO non automaticamente idoneo sia utilizzato per la funzione di massima corrente omopolare,
- Tab. 10 devono essere eseguite qualora il TO non automaticamente idoneo sia utilizzato per la funzione direzionale di terra (sia a neutro compensato, sia a neutro isolato).

Le grandezze di Tab. 9 e Tab. 10 devono essere applicate, in valore primario, direttamente al TO a sua volta connesso alla PG.

(86) Nel caso in cui il guasto doppio monofase a terra sia rilevato tramite TO

Prova funzione di massima corrente omopolare

Regolazione relé

– soglia I_0> pari a 2 A primari, tempo di intervento = 380 ms

– soglia I_0>> pari a 80 A primari, tempo di intervento = 100 ms

Tabella 9 – Elenco prove per TO omopolari non automaticamente idonei+ PG con sola protezione di massima corrente omopolare

Prova	Corrente omopolare simmetrica (primaria)	Corrente unidirezionale (primaria)	Costante di tempo	Scatto	Massimo tempo di intervento [ms]
1	50 A±5%	500x $\sqrt{2}$ A±5%	150 ms	I_0>	530+3%
2	2000 A±5%	–	–	I_0>>	100+3%
3	350 A±5%	–	–	I_0>>	100+3%
4	100 A±5%	–	–	I_0>>	100+3%
5	2,2 A±5%	–	–	I_0>	380+3%
6	1,8 A±5%	–	–	NO	–

Il TA omopolare + la funzione di massima corrente omopolare del PG superano la prova se la PG emette il comando di scatto in conformità a quanto indicato in Tab. 9.

Il superamento delle prove di Tab. 9 attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento TO + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di TO diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove di cui al D.2.2.2.2 con le modalità sopra descritte per quanto riguarda l'applicazione di grandezze primarie e/o secondarie.

Prova funzione direzionale di terra

Regolazione relé

– soglia 67N.S1: U_0 = 5%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 61° ÷ 250°, T_{int} = 380 ms

– soglia 67N.S2: U_0 = 2%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 50° ÷ 130°, T_{int} = 100 ms

– soglia I_0>> pari a 150 A primari, T_{int} = 100 ms

Tensioni e correnti di prova sono riportate nella seguente Tab. 10.

Tabella 10 – Elenco prove per TA omopolare non automaticamente idonei + PG direzionale di terra

Prova	Tensione omopolare (primaria / secondaria)	Corrente omopolare (primaria)	Corrente unidirezionale (primaria)	Costante di tempo	Fase tensione-corrente omop.	Scatto	Massimo tempo di intervento [ms]	Fase misurata da SPG
1	6 %	50 A ±5%	500x $\sqrt{2}$ A±5%	150 ms	240°	67S.1	530+3%	225°-255°
2	6%	2000 A±5%	–	–	30°	I_0>	100+3%	
3	6 %	2.5 A ±5%	–	–	240°	67S.1	380+3%	233°÷247°
4	6 %	1.8 A±5%	–	–	240°	NO	–	–
5	4 %	2.5 A±5%	–	–	240°	NO	–	–
6	6%	2,5 A±5%	–	–	260	NO		
7	2,8 %	140 A ±5%	–	–	90°	67S.2	100+3%	83°÷97°
8	2,8 %	2.5 A ±5%	–	–	90°	67S.2	100+3%	83°÷97°
9	1 %	2.5 A±5%	–	–	90°	NO	–	–
10	1 %	140 A±5%	–	–	90°	NO	–	–
11	1 %	160 A±5%	–	–	90°	I_0>	100+3%	–
12	2,8 %	160 A±5%	–	–	30°	I_0>	100+3%	–
13	1 %	350 A±5%	–	–	30°	I_0>	100+3%	–
14	2,8	2,5 A±5%	–	–	40°	NO	–	–
15	2,8	2,5 A±5%	–	–	60°	67S.2	100+3%	53°÷67°

I valori delle grandezze indicate in Tab. 10 si intendono in regime sinusoidale, esaurito il transitorio. Il TA omopolare + la funzione di massima corrente omopolare della PG superano la prova se la PG emette il comando di scatto in conformità a quanto indicato in Tab. 10.

Il superamento delle prove di Tab. 10 attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento TO + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di TO diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove di cui al D.2.2.2.2 con le modalità sopra descritte per quanto riguarda l'applicazione di grandezze primarie e/o secondarie.

Qualora la funzione direzionale di terra della PG sia basata su una tensione omopolare costruita tramite una terna di TV, le suddette prove di Tab. 10 valgono anche come verifica per l'adeguatezza della terna di TV utilizzata + PG direzionale di terra.

Per quanto riguarda l'accoppiamento TV omopolari + PG + TO, si veda il successivo paragrafo D.2.3.

D.2.2.3 Caratteristiche e prove per TA omopolari (TO) non convenzionali

Qualora la PG utilizzi, per la rilevazione della corrente omopolare, TO che, per esempio, non producono in uscita un segnale in corrente o privi di nucleo magnetico (detti nel seguito TO non convenzionali) va fatto riferimento a quanto indicato al punto D.3 relativamente a tale funzione.

Il superamento delle prove attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento trasduttore + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di trasduttori diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove.

Ovviamente, i trasduttori di corrente non convenzionali devono, comunque, essere dimensionati per soddisfare le condizioni poste in D.2.2.

D.2.3 Trasformatori voltmetrici per la ricostruzione della tensione omopolare

I TV utilizzati per fornire tensioni ridotte alla PG devono essere conformi alla Norma CEI EN 60044-2.

I trasformatori di tensione che forniscono grandezze secondarie alla protezione direzionale di terra devono garantire errori di rapporto e di fase compatibili con il corretto funzionamento della protezione stessa nei tempi richiesti.

Devono inoltre avere fattore di tensione 1,9 per 30 s e livello di isolamento 24 kV.

La tensione omopolare è ottenuta come somma delle tensioni stellate opportunamente ridotte collegando in serie gli avvolgimenti secondari appositamente predisposti di tre TV con ciascun primario collegato tra il conduttore di fase e la terra.

Poiché la tensione omopolare è il risultato di una somma vettoriale, l'errore relativo introdotto sull'ampiezza e sulle fasi non è pari a quello dei singoli TV. Il suddetto errore, in ampiezza e fase, introdotto dalla terna di TV deve essere comunque tale da permettere il funzionamento delle protezioni direzionali di terra che sono basate sulla misura della:

- tensione omopolare;
- corrente omopolare;
- fase tra tensione e corrente omopolare.

I TV necessari al rilievo della tensione omopolare possono essere automaticamente idonei o non automaticamente idonei in accordo a quanto di seguito specificato.

D.2.3.1 Caratteristiche e prove per TV omopolari automaticamente idonei

D.2.3.1.1 Caratteristiche dei TV omopolari automaticamente idonei

Qualora la terna di TV fase-terra impiegati per la ricostruzione della tensione omopolare alla PG presenti le seguenti caratteristiche:

- classe 0,5, 3P[87];
- fattore di tensione 1,9 per 30 s;
- prestazione nominale 50 VA, e potenza termica adeguata ad alimentare un'opportuna resistenza di smorzamento antiferrorisonanza fornita dal costruttore di TV di opportuno valore (tipicamente ≥100 Ω) sul triangolo aperto;
- valore di induzione di lavoro non superiore a 0,7 T;
- rapporto di trasformazione tale da produrre una tensione secondaria sul circuito del triangolo aperto pari a 100 V in caso di guasto monofase franco a terra sulla rete MT,

i TV che compongono tale terna si possono considerare automaticamente idonei.

D.2.3.1.2 Prove funzionali per TV omopolari automaticamente idonei

Nel caso di applicazione di una terna di TV automaticamente idonei le prove per la verifica del corretto intervento delle soglie direzionali di terra della PG (riportate in Tab. 10) possono essere effettuate applicando alla PG i soli segnali di tensione in bassa tensione corrispondenti a quelli primari opportunamente scalati del rapporto di trasformazione dei TV stessi.

Tali TV possono essere utilizzati con una qualsiasi PG che abbia superato le prove funzionali con TV automaticamente idonei a patto che la PG utilizzi i TO con cui sono state superate le prove.

D.2.3.2 Caratteristiche e prove per TV omopolari non automaticamente idonei

D.2.3.2.1 Caratteristiche dei TV omopolari non automaticamente idonei

Qualora la terna di TV fase-terra impiegati per la ricostruzione della tensione omopolare alla PG non presenti le caratteristiche di cui in D.2.3.1, tali TV sono detti non automaticamente idonei.

D.2.3.2.2 Prove funzionali per TV omopolari non automaticamente idonei

Nel caso di applicazione di una terna di TV non automaticamente idonei, le prove di corretto funzionamento delle soglie direzionali di terra devono essere effettuate applicando direttamente le tensioni in valore primario ai TV stessi secondo quanto specificato in Tab. 10.

Il superamento delle prove di Tab. 10 attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento TV + TO + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di TO e/o TV diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove di cui al D.2.2.2.2 con le modalità sopra descritte per quanto riguarda l'applicazione di grandezze primarie e/o secondarie.

D.2.3.3 TV omopolari non convenzionali

Qualora la PG utilizzi, per la rilevazione direzionale dei guasti monofase a terra, TV non convenzionali (ad es. basati su effetti capacitivi o privi di nucleo magnetico), va fatto riferimento a quanto indicato al punto D.3 relativamente a tale funzione.

Il superamento delle relative prove attesta esclusivamente che il particolare accoppiamento trasduttori + PG oggetto della prova stessa può essere considerato valido. In caso di utilizzo di PG e/o di trasduttori diversi da quelli provati, devono essere ripetute tutte le prove.

Come stabilito in D.2.3, i trasduttori di tensione non convenzionali devono, comunque, essere dimensionati per avere fattore di tensione 1,9 per 30 s e livello di isolamento 24 kV.

(87) Si precisa che per classe 0,5 3P si intendono tre TV fase – terra, collegati a triangolo aperto, che soddisfano ciascuno la classe 3P dal 5 al 190 % della tensione nominale e la classe 0,5 da 80 % a 120 % della tensione nominale. Si possono impiegare sia terne di TV con un solo secondario dedicato unicamente alle protezioni (0,5, 3P), sia terne di TV a nucleo unico, con due secondari distinti, uno di misura (classe 0,5) e uno di protezione (classe 0,5, 3P).

D.2.4 Caratteristiche della Protezione Generale (PG)

Nel presente paragrafo sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova per verificare la Protezione Generale (PG, parte del SPG non integrato) per Utenti di Media Tensione.

D.2.4.1 Prescrizioni funzionali per la protezione di massima corrente di fase

Il relé deve prevedere una protezione di massima corrente almeno a tre soglie temporizzabili in esecuzione almeno bipolare. Ciascuna soglia deve poter essere esclusa in modo indipendente dalle altre. Le caratteristiche delle suddette protezioni sono di seguito elencate.

- Tempo base (di intervento) pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento tarato); deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 50 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento più l'eventuale ritardo intenzionale.
- Campi di regolazione: la corrente nominale In della PG deve essere compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie. I campi di regolazione[88] previsti sono di seguito riportati (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono in percentuale della corrente nominale della PG).
  - Prima soglia[89] (*I*>):
    - ⇒ Valore (20% ÷ 120%), a gradini di 5%;
    - ⇒ Caratteristica a tempo dipendente (tempo molto inverso, in accordo alla IEC 60255, VIT).
  - Seconda soglia (*I*>>):
    - ⇒ Valore (20% ÷ 500%), a gradini di 10%;
    - ⇒ Caratteristica a tempo indipendente;
    - ⇒ Tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s, a gradini di 0,05 s.
  - Terza soglia (*I*>>>):
    - ⇒ Valore (80% ÷ 1500%), a gradini di 20%;
    - ⇒ Caratteristica a tempo indipendente;
    - ⇒ Tempo di intervento (0,05 ÷ 0,2) s, a gradini di 0,05 s.

Gli errori limite per le grandezze sono:

- amperometrico ≤5%;
- variazione dell'errore limite ≤3%;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3%±20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5%±10 ms.

L'assorbimento del circuito amperometrico è ≤0,2 VA per I_n = 1 A e ≤1 VA per I_n = 5A.

(88) I campi di regolazione, indicati in valori secondari, sono calcolati nell'assunzione di impiegare TA di fase con correnti primarie da 100 A a 600 A. Qualora la PG dovesse essere impiegata con TA di corrente nominale primaria al di fuori dei valori sopra indicati, è comunque necessario garantire la possibilità di regolare il relé (con il TA associato) in modo da coprire i seguenti campi di grandezze primarie: da 200 A a 500 A per *I*>>; da 500 A a 1500 A per *I*>>>.

(89) La prima soglia deve essere attivata a discrezione del Distributore.

D.2.4.2 Prescrizioni funzionali per la protezione di massima corrente omopolare(90)

Il relé deve prevedere una protezione di massima corrente omopolare con due soglie temporizzabili e regolabili in modo completamente indipendente fra loro. Le caratteristiche della suddetta protezione sono di seguito elencate.

- Tempo base di intervento pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento tarato); deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 50 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base.
- Protezione di massima corrente di terra: la corrente nominale In deve essere compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie. I campi di regolazione previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono in percentuale della corrente omopolare nominale della PG, e sono riferiti a una PG equipaggiata con un TO con corrente nominale primaria 100 A e secondaria di 1 A(91):
  - Prima soglia (I_0>):
    - ⇒ valore (1% ÷ 20%), a gradini di 0,5%;
    - ⇒ tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s, a gradini di 0,05 s.
  - Seconda soglia(92)(I_0>>):
    - → valore (10% ÷ 500%), a gradini di 10%;
    - ⇒ tempo di intervento (0,05 ÷ 0,2) s, a gradini di 0,05 s.

Le caratteristiche del relé sono:

- errori limite sul circuito amperometrico ≤5 %;
- variazione dell'errore limite ≤3%;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3%±20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5%±10 ms.

L'assorbimento del circuito amperometrico è ≤0,2 VA.

D.2.4.3 Prescrizioni funzionali per la protezione direzionale di terra(93)

Qualora la protezione contro i guasti a terra sia costituita da una protezione direzionale di massima corrente omopolare, essa deve prevedere due soglie di intervento finalizzate alla selezione dei guasti monofasi a terra, una in caso di funzionamento della rete con neutro compensato, e l'altra con neutro isolato. Ciascuna delle soglie deve poter essere esclusa in modo indipendente dall'altra.

La corrente nominale omopolare secondaria (I_0) deve essere compatibile con i sistemi di acquisizione delle grandezze primarie, mentre la tensione nominale omopolare secondaria (U_0) deve essere pari a 100 V.

(90) La protezione di massima corrente omopolare è richiesta a prescindere dalla consistenza dell'impianto Utente.

(91) Qualora la PG dovesse essere impiegata con TO di corrente nominale primaria diversa da 100 A, sarà comunque necessario garantire la possibilità di regolare il relé (con il TO associato) in modo da coprire i seguenti campi di grandezze primarie: I_0> da 1 a 10 A; I>> da 10 a 500 A.

(92) La seconda soglia è finalizzata all'eliminazione rapida dei guasti doppi monofase a terra. Tale soglia può essere basata sulla corrente secondaria di un TO ovvero sulla corrente omopolare ottenuta come somma vettoriale delle correnti secondarie dei tre TA di fase.

(93) La protezione direzionale contro i guasti a terra è prevista solo per impianti Utente il cui contributo capacitivo al guasto esterno superi valori predeterminati.

Le caratteristiche della suddetta protezione sono di seguito elencate.

– Tempo base (di intervento) pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto; deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 80 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento più l'eventuale ritardo intenzionale.

I campi di regolazione previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono in percentuale della corrente e tensione ompolare nominali della PG; le correnti sono riferite a una PG equipaggiata con un TO con corrente nominale primaria 100 A e secondaria di 1 A[94]; le tensioni sono riferite a una PG con tensione omopolare nominale di 100 V).

- Prima e seconda soglia:
- I_0 (1% ÷ 10%), a gradini di 0,5 %;
- U_0 (1% ÷ 40%) a gradini di 1 %;
- settore di intervento definito da due angoli (0° ÷ 360°) a gradini di 1°;
- tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s a gradini di 0,05 s.

Gli errori limite per le grandezze sono:

- voltmetrico ≤5%;
- amperometrico ≤5%;
- variazione dell'errore limite ≤3%;
- errore d'angolo 3°;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3% ± 20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5% ± 10 ms;

L'assorbimento del circuito amperometrico è ≤0,2 VA; l'assorbimento del circuito voltmetrico è ≤1 VA.

L'eventuale commutazione da direzionale di terra a 51N (per i motivi esposti in 8.4.1) deve avvenire entro 1 s. Entro pari tempo deve essere ripristinata la funzionalità 67N al ritorno delle condizioni previste in 8.4.1.

D.2.4.4 Prove con arco intermittente

La rete presa in considerazione è a 20 kV, estensione tale da fornire 300 A capacitivi, con l'esercizio del neutro e le caratteristiche dell'arco intermittente indicate in Tab. 11 e in Tab. 12.

Per i transitori di guasto in presenza di arco intermittente vengono fornite le tensioni di fase (o tensione omopolare), correnti di fase (o corrente omopolare) da considerare.

La modellizzazione dell'arco utilizzata, relativamente semplice, consiste in un guasto che, innescatosi per una tensione fase-terra di opportuno valore, mantiene una certa resistenza per una parte di ciclo; tale resistenza poi è fatta crescere molto rapidamente portando in circa 1 ms all'estinzione del guasto stesso.

Le simulazioni si differenziano per la durata del fenomeno e per l'ipotesi di innesco dell'arco.

(94) Qualora la PG dovesse essere impiegata con TO di corrente nominale primaria diversa da 100 A, è comunque necessario garantire la possibilità di regolare il relé (con il TO associato) in modo da coprire i seguenti campi di grandezze primarie: I_0> da 1 A a 10 A.

D.2.4.4.1 Prove su SPG con protezione di massima corrente omopolare

Se la protezione contro i guasti a terra prevede la funzione direzionale di terra le prove successive non devono essere effettuate.

La regolazione della PG (funzione massima corrente di terra) deve essere:

– soglia I_0> pari a 2 A primari, T_{int} = 250 ms;

– soglia I_0>> pari a 40 A primari, $T_{int} = T_{base\ di\ intervento} \leq 80$ ms.

Tabella 11 – Prove di arco intermittente per protezione di max corrente omopolare

Prova	Stato del neutro	Durata arco int. T_{int}	Risultato atteso
1	NI	<40 ms	nessuno scatto
2	NI	>80 ms	I_0>>
3	NI	1 s	I_0>>
4	NI	1 s	I_0>
5	NC	<40 ms	nessuno scatto
6	NC	>80 ms	I_0>>
7	NC	1 s	I_0>>
8	NC	1 s	I_0>

Gli archi intermittenti simulati tramite i files COMTRADE (Tab. 11 e/o Tab. 12) prevedono una serie di adescamenti ed estinzioni del guasto, intervallati opportunamente. Il RP deve essere in grado di comportarsi secondo quanto descritto in Tabella anche in presenza di tali momentanee estinzioni dell'arco.

D.2.4.4.2 Prove su SPG con protezione direzionale di terra

La regolazione della PG (funzione massima corrente di terra direzionale) deve essere

– soglia 67N.S1: U_0 = 5%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 61° ÷ 250°, T_{int} = 250 ms

– soglia 67N.S2: U_0 = 2%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 50° ÷ 130°, $T_{int} = T_{base\ di\ intervento} \leq 80$ ms

– soglia I_0>> pari a 150 A primari, T_{int} = 1 s

Tabella 12 – Prove di arco intermittente per protezione direzionale di terra

Prova	Stato del neutro	Durata arco int. T_{int}	Risultato atteso	Note
1	NI	<40 ms	nessuno scatto	
2	NI	>80 ms	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
3	NI	1 s	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
4	NI	1 s	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
5	NC	<40 ms	nessuno scatto	
6	NC	>80 ms	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2
7	NC	1 s	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2
8	NC	1 s	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2

Gli archi intermittenti simulati tramite i files COMTRADE (Tab. 11 e/o Tab. 12) prevedono una serie di adescamenti ed estinzioni del guasto, intervallati opportunamente. Il RP deve essere in grado di comportarsi secondo quanto descritto in Tabella anche in presenza di tali momentanee estinzioni dell'arco.

Il test funzionale consiste, per ciascun transitorio, in due prove, ottenute alimentando il dispositivo rispettivamente con le grandezze relative ad una linea guasta (guasto a valle del RP, linea 1 del file COMTRADE) e con le grandezze relative ad una linea sana (guasto a monte del RP, linea 2 del file COMTRADE). I risultati della Tabella precedente sono relativi ad i guasti a valle del RP (linea 1). Non è ammesso alcun intervento della protezione per guasto a monte del RP (Linea 2).

D.2.4.5 Comandi di apertura interruttore

La PG deve essere munita di un contatto NA in assenza di alimentazione ausiliaria. Tale contatto, qualora associato a un circuito di comando a mancanza di tensione, deve risultare chiuso in presenza della tensione ausiliaria; qualora invece sia associato a un circuito di comando a lancio di corrente, tale contatto NA deve essere aperto in presenza di alimentazione ausiliaria.

Il comando di apertura dell'interruttore deve permanere fino al ricadere dello stato logico di scatto che l'ha determinato e comunque per un tempo minimo di 150 ms (per garantire l'apertura dell'interruttore).

D.2.4.6 Segnalazioni locali

Le segnalazioni locali devono consistere in:

- una segnalazione differenziata di relé in funzione o in anomalia;
- un segnale memorizzato di scatto generico protezione di massima corrente di fase, massima corrente di terra, direzionale di terra;
- una segnalazione di posizione interruttore, che indichi interruttore aperto o chiuso, sulla PG o sul fronte quadro.

D.2.4.7 Prove sulla PG

Il dispositivo deve essere dotato di marcatura CE.

Le prove da effettuare sul dispositivo si dividono in:

- prove funzionali;
- prove di compatibilità elettromagnetica;
- prove di compatibilità ambientale;
- prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura.

Deve essere certificato, con le modalità in seguito indicate al punto D.2.5, il superamento delle prove di cui ai paragrafi seguenti.

D.2.4.7.1 Prove funzionali

Le prove funzionali consistono in:

- verifica funzioni;
- misura della precisione delle soglie di intervento e ricaduta;
- misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

I transitori rappresentativi delle suddette prove sono stati suddivisi nelle seguenti categorie:

- transitori di guasto polifase;
- transitori di guasto monofase;
- transitori di guasto doppio monofase;
- transitori di arco intermittente.

Le prove funzionali comprenderanno anche la risposta delle funzioni protettive a transitori di rete registrati in formato COMTRADE. I relativi file sono disponibili sul sito del CEI.

Per quanto riguarda l'arco intermittente, sono presi in considerazione alcuni casi con durata inferiore a 80 ms e altri con durata superiore, per verificare l'eventuale capacità di rilevazione e di insensibilità nei confronti di guasti intermittenti.

I guasti (monofasi a terra) sono ipotizzati attorno al passaggio dello zero della tensione di fase; questa condizione, seppure poco probabile, rappresenta in generale una condizione più critica (nel caso di rete compensata la corrente di guasto - e quindi omopolare misurata sulla linea sede di guasto - presenta la massima componente unidirezionale). I casi di guasto monofase sono ipotizzati a differenti resistenze di guasto secondo quanto specificato nel seguito.

Protezione di massima corrente

Tutte le funzioni della protezione di massima corrente devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni, i tempi di ricaduta ed i rapporti di ricaduta.

Qualora la protezione di massima corrente sia basata su correnti secondarie fornite da TA lineari od assimilabili, quindi conformi a quanto indicato in D.2.1.1, devono essere effettuate anche le prove definite in D.2.1.1.2. I limiti di validità della certificazione sono indicati in D.2.1.1.2.

Qualora la protezione di massima corrente sia basata su correnti secondarie fornite da TA non lineari, quindi conformi a quanto indicato in D.2.1.2, devono essere effettuate anche le prove definite in D.2.1.2.2. I limiti di validità della certificazione sono indicati in D.2.1.2.2.

Protezione di massima corrente omopolare

Tutte le funzioni della protezione di massima corrente omopolare devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni ed i rapporti di ricaduta. Devono inoltre essere condotte le prove funzionali in presenza di arco intermittente definite D.3.3.4.1.

Qualora la protezione di massima corrente sia basata su correnti secondarie fornite da TO automaticamente idonei, quindi conformi a quanto indicato in D.2.2.1, devono essere effettuate anche le prove definite in D.2.2.1.2. I limiti di validità della certificazione sono indicati in D.2.2.1.2.

Qualora la protezione di massima corrente sia basata su correnti secondarie fornite da TO non automaticamente idonei, quindi conformi a quanto indicato in D.2.2.2, devono essere effettuate anche le prove definite in D.2.2.2.2. I limiti di validità della certificazione sono indicati in D.2.2.2.2.

Protezione direzionale di terra

Tutte le funzioni della protezione direzionale di terra devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni ed i rapporti di ricaduta. Devono inoltre essere condotte le prove funzionali in presenza di arco intermittente definite in D.3.3.4.2.

Qualora la protezione direzionale di terra sia basata su correnti secondarie fornite da TO non automaticamente idonei, e quindi non conformi a quanto indicato in D.2.2.1.2, deve essere inoltre verificato il suo corretto funzionamento con la protezione direzionale collegata al secondario del TA toroidale a sua volta percorso dalla corrente di prova primaria, nelle condizioni di prova di cui al paragrafo D.2.2.1.2, per quanto applicabili.

D.2.4.7.2 Prove di compatibilità elettromagnetica

Le prove di compatibilità elettromagnetica sono riportate nella seguente Tab. 13.

Tabella 13 – Prove di compatibilità elettromagnetica

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova	Norme
ISOLAMENTO E EMC	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV	CEI EN 60255-5
	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per i circuiti in c.a.	CEI EN 60255-5
	Resistenza di isolamento	≥100 MΩ a 500 V c.c.	CEI EN 60225-5
	Scariche elettriche	Scarica a contatto livello 3 Scarica in aria livello 3	CEI EN 61000-4-2
	Ring Wave	livello 3	CEI EN 61000-4-12
	Onde oscillatorie smorzate	livello 2	
	Transitori veloci	livello 4	CEI EN 61000-4-4
	Surge 1,2-50/8-20	livello 3	CEI EN 61000-4-5 CEI EN 61000-4-5/A1
	Campo magnetico a frequenza di rete	livello 5	CEI EN 61000-4-8 CEI EN 61000-4-8/A1
	Campo magnetico oscillatorio smorzato	livello 4	CEI EN 61000-4-10 CEI EN 61000-4-10/A1
	Campi elettromagnetici irradiati a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-3 CEI EN 61000-4-3/IS1
	Campi elettomagnetici irradiati da radiotelefoni digitali	livello 3	
	Brevi interruzioni dell'alimentazione ausiliaria	livello 0% t = 0,05 s	CEI EN 61000-4-29
	Buchi di tensione	livello 50% t = 0,1s	
	Variazioni di tensione	U_n ± 20%; t = 10 s	
	Tensione a frequenza di rete	livello 3	CEI EN 61000-4-16 CEI EN 61000-4-16/A1
	Disturbi condotti 15Hz-150HZ	livello 3	
	Disturbi condotti indotti da campi a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-6 CEI EN 61000-4-6/A1 CEI EN 61000-4-6/IS1

D.2.4.7.3 Prove di compatibilità ambientale

Le prove di compatibilità ambientale sono riportate nella seguente Tab. 14.

Tabella 14 – Prove di compatibilità ambientale

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova		Norme
CLIMATICHE	Apparecchiatura non alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 + 2) °C; (93 + 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C, TB = 70°C; durata esp. 3 h+ 3h	CEI EN 60068-2-14
	Apparecchiatura alimentata	Caldo secco	(+ 70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2)°C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25 °C; TB = 70°C durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
MECCANICHE	Immunità alle vibrazioni	Limite inf. 10 Hz Lim. Sup. 500 Hz Accelerazione 10 m/s^2 Amp. di spost. 0,075 mm		CEI EN 600068-2-6
	Vibrazioni aleatorie a larga banda	–		CEI EN 60068-2-64

D.2.4.7.4 Prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura

Circuiti amperometrici di fase:

Per i circuiti amperometrici di fase la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 3 I_n, quella transitoria (1s) deve essere superiore o uguale a 50 I_n.

Circuiti amperometrici omopolari:

Per i circuiti amperometrici omopolari la sovraccaricabilità permanente deve essere superiore o uguale a 1,2 I_n, quella transitoria (per 1 s) deve essere superiore o uguale a 50 I_n.

Circuiti voltmetrici:

Per i circuiti voltmetrici, la sovraccaricabilità deve essere:

- permanente ≥1,3 V_n;
- transitoria (1 s) ≥2 V_n.

D.2.5 Conformità delle apparecchiature

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione,. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo. L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) e funzionali previste deve avvenire:

- presso un laboratorio accreditato da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il SINAL), oppure
- presso il costruttore,

secondo le richieste del Distributore, indicate in fase di definizione preliminare della connessione ed espresse successivamente nei documenti contrattuali.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

D.3 Caratteristiche del SPG integrato

Il presente articolo definisce i requisiti di un Sistema di Protezione Generale integrato (nel seguito, SPG integrato) destinato ad equipaggiare il Dispositivo Generale di Utenti di Media Tensione.

In attesa della definizione di specifiche norme di prodotto, il SPG integrato deve comunque essere realizzato a regola d'arte.

Il Costruttore dovrà dichiarare il campo di applicazione (inteso come intervallo di tensioni e correnti primarie) entro il quale il dispositivo potrà essere utilizzato.

Le prove funzionali, di compatibilità ambientale e addizionali devono essere effettuate sul SPG inteso come insieme funzionale (PG + trasduttori di corrente di fase e/o omopolari e/o di tensione).

D.3.1 Prescrizioni funzionali per il SPG integrato

Nel presente articolo sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova per verificare l'idoneità di un SPG integrato.

La rispondenza delle prestazioni del SPG integrato sarà verificata secondo quanto indicato nel presente paragrafo; tale rispondenza dovrà essere garantita in tutto il campo di applicazione (inteso come intervallo di tensioni e correnti primarie) dichiarato dal Costruttore.

Le verifiche saranno riferite esplicitamente a tutto il sistema di protezione (composto da relè, trasduttori di corrente ed eventuali trasduttori di tensione), che deve essere identificato in maniera inequivocabile nei rapporti di prova

D.3.1.1 Prescrizioni funzionali per la protezione di massima corrente di fase

Il SPG deve prevedere una protezione di massima corrente almeno a tre soglie temporizzabili in esecuzione almeno bipolare. Ciascuna soglia deve poter essere esclusa in modo indipendente dalle altre. Le caratteristiche delle suddette protezioni sono di seguito elencate.

- Tempo base (di intervento) pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento tarato); deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 50 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento più l'eventuale ritardo intenzionale.

- Campi di regolazione: i campi di regolazione[95] previsti sono di seguito riportati (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili).
  - Prima soglia[96] (*I*>):
    - ⇒ Valore (20% ÷ 120%), a gradini di 5%;
    - ⇒ Caratteristica a tempo dipendente (tempo molto inverso, in accordo alla IEC 60255, VIT).
  - Seconda soglia (*I*>>):
    - ⇒ Valore (20% ÷ 500%), a gradini di 10%;
    - ⇒ Caratteristica a tempo indipendente;
    - → Tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s, a gradini di 0,05 s.
  - Terza soglia (*I*>>>):
    - ⇒ Valore (80% ÷ 1500%), a gradini di 20%;
    - ⇒ Caratteristica a tempo indipendente;
    - ⇒ Tempo di intervento (0,05 ÷ 0,2) s, a gradini di 0,05 s.

Gli errori limite per le grandezze sono:

- errore limite sulla corrente ≤10 %;
- variazione dell'errore limite ≤3%;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3%±20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5%±10 ms.

D.3.1.2 Prescrizioni funzionali per la protezione di massima corrente omopolare[97]

Il SPG integrato deve prevedere una protezione di massima corrente omopolare con due soglie temporizzabili e regolabili in modo completamente indipendente fra loro. Le caratteristiche della suddetta protezione sono di seguito elencate.

- Tempo base di intervento pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto (per grandezze d'ingresso pari a 1,2 volte il valore d'intervento tarato); deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 50 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base.
- Protezione di massima corrente di terra: la corrente nominale In deve essere compatibile con i dispositivi di acquisizione delle grandezze primarie. I campi di regolazione previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono dati in grandezze primarie):
  - Prima soglia (I_0>):
    - ⇒ valore (1 ÷ 20 A), a gradini di 0,5 A;
    - ⇒ tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s, a gradini di 0,05 s.

(95) I campi di regolazione, indicati in valori secondari, sono calcolati nell'assunzione di impiegare trasduttori di fase con correnti primarie da 100 A a 600 A. Qualora il SPG dovesse impiegare trasduttori di fase di corrente nominale primaria al di fuori dei valori sopra indicati, è comunque necessario garantire la possibilità di regolare il SPG in modo da coprire i seguenti campi di grandezze primarie: da 200 A a 500 A per *I*>>; da 500 A a 1500 A per *I*>>>.

(96) La prima soglia deve essere attivata a discrezione del Distributore.

(97) La protezione di massima corrente omopolare è richiesta a prescindere dalla consistenza dell'impianto Utente.

– Seconda soglia[98] (I_0>>):
  ⇒ valore (10 ÷ 500 A), a gradini di 10 A;
  ⇒ tempo di intervento (0,05 ÷ 0,2) s, a gradini di 0,05 s.

Le caratteristiche del SPG sono:

– errore limite sulla corrente come da Tabella seguente:

Tabella 15 – Errori SPG integrato per massima corrente omopolare

Corrente primaria [A]	Errore di rapporto (%)
1[99]	±10
5	±6
100	±6
2000	±10

– variazione dell'errore limite ≤3 %;
– tempo di ricaduta ≤100 ms;
– rapporto di ricaduta ≥0,9;
– errore limite sui tempi ≤3% ± 20 ms;
– variazione dell'errore limite ≤1,5% ± 10 ms.

D.3.1.3 Prescrizioni funzionali per la protezione direzionale di terra[100]

La protezione direzionale di massima corrente omopolare deve prevedere due soglie di intervento finalizzate alla selezione dei guasti monofasi a terra, una in caso di funzionamento della rete con neutro compensato, e l'altra con neutro isolato. Ciascuna delle soglie deve poter essere esclusa in modo indipendente dall'altra.

Le caratteristiche della suddetta protezione sono di seguito elencate.

– Tempo base (di intervento) pari alla somma del tempo di misura della protezione e del tempo di emissione del comando di scatto; deve essere per tutte le funzioni di seguito indicate minore o uguale a 80 ms. I tempi di intervento indicati di seguito sono comprensivi del tempo base d'intervento più l'eventuale ritardo intenzionale.

I campi di regolazione previsti sono i seguenti (i campi indicati sono quelli minimi ammissibili, mentre i gradini indicati per le regolazioni sono quelli massimi ammissibili; i valori sono dati in grandezze primarie per le correnti, in percentuale della tensione nominale per le tensioni).

– Prima e seconda soglia:
  – I_0 (1 A ÷ 10 A) a gradini di 0,5 A;
  – U_0 (1% ÷ 40%) a gradini di 1%;
  – settore di intervento definito da due angoli (0° ÷ 360°) a gradini di 1°;
  – tempo di intervento (0,05 ÷ 1) s a gradini di 0,05 s.

(98) La seconda soglia è finalizzata all'eliminazione rapida dei guasti doppi monofase a terra. Tale soglia può essere basata sulla corrente secondaria di un solo trasduttore ovvero sulla corrente omopolare ottenuta come somma vettoriale delle correnti secondarie dei tre trasduttori di fase.

(99) Qualora la protezione contro i guasti monofase a terra sia realizzata dall'SPG integrato con la funzione di protezione direzionale di terra, la protezione di massima corrente omopolare deve rispondere a quanto riportato in Tabella ad eccezione di quanto prescritto per la prova con I_0 = 1 A.

(100) La protezione direzionale contro i guasti a terra è prevista solo per impianti Utente il cui contributo capacitivo al guasto esterno superi valori predeterminati.

Gli errori limite sono dati nella Tabella seguente:

Tabella 16 – Errori SPG integrato per direzionale di terra

Corrente e tensione V [p.u.] - I [A primari]	Errore complessivo (%)	Errore di fase [°]
0,02 - 1	40	20
0,02 – 2	35	15
0,05 – 2	25	12
0,3 - 5	20	10
1 - 100	15	8
n.a.-2000	10	n.a.

- variazione dell'errore limite ≤3%;
- tempo di ricaduta ≤100 ms;
- rapporto di ricaduta ≥0,9;
- errore limite sui tempi ≤3% ± 20 ms;
- variazione dell'errore limite ≤1,5% ± 10 ms;

L'eventuale commutazione da direzionale di terra a 51N (per i motivi esposti in 8.4.1) dovrà avvenire entro 1 s. Entro pari tempo dovrà essere ripristinata la funzionalità 67N al ritorno delle condizioni previste in 8.4.1.

D.3.1.4 Comandi di apertura interruttore

Il SPG integrato deve essere munito di un contatto NA in assenza di alimentazione ausiliaria. Tale contatto, qualora associato a un circuito di comando a mancanza di tensione, deve risultare chiuso in presenza della tensione ausiliaria; qualora invece associato a un circuito di comando a lancio di corrente, tale contatto NA deve risultare aperto in presenza di alimentazione ausiliaria.

Il comando di apertura dell'interruttore deve permanere fino al ricadere dello stato logico di scatto che l'ha determinato e comunque per un tempo minimo di 150 ms (per garantire l'apertura dell'interruttore).

D.3.1.5 Segnalazioni locali

Le segnalazioni locali devono consistere in:

- una segnalazione differenziata di relé in funzione o in anomalia;
- un segnale memorizzato di scatto generico protezione di massima corrente di fase, massima corrente di terra, direzionale di terra;
- una segnalazione di posizione interruttore, che indichi interruttore aperto o chiuso, sulla PG o sul fronte quadro.

D.3.2 Prove e certificazioni del SPG integrato

Il dispositivo deve essere dotato di marcatura CE.

Le prove da effettuare sul dispositivo si dividono in:

- prove funzionali;
- prove di compatibilità elettromagnetica;
- prove di compatibilità ambientale.

Deve essere certificato, con le modalità in seguito indicate al punto D.3.5, il superamento delle prove di cui ai paragrafi seguenti.

D.3.3 Prove funzionali

Lo scopo delle prove funzionali descritte nel presente paragrafo è quello di verificare la capacità del SPG integrato di riconoscere i guasti che possono verificarsi in una rete MT di Utente.

Le prove funzionali consistono in:

- verifica funzioni;
- misura della precisione delle soglie di intervento e ricaduta;
- misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

Le prove da eseguire riguardano quindi il riconoscimento dei fenomeni di guasto (monofase a terra, doppio monofase a terra, arco intermittente e guasto polifase).

I transitori rappresentativi delle suddette prove sono stati suddivisi nelle seguenti categorie:

- transitori di guasto polifase;
- transitori di guasto monofase;
- transitori di guasto doppio monofase;
- transitori di arco intermittente.

Le prove funzionali comprenderanno anche la risposta delle funzioni protettive a transitori di rete registrati in formato COMTRADE. I relativi file sono disponibili sul sito del CEI (Tab. 22 e/o Tab. 23).

Per quanto riguarda l'arco intermittente, sono presi in considerazione alcuni casi con durata inferiore a 80 ms e altri con durata superiore, per verificare l'eventuale capacità di rilevazione e di insensibilità nei confronti di guasti intermittenti.

I guasti (monofasi a terra) sono ipotizzati attorno al passaggio dello zero della tensione di fase; questa condizione, seppure poco probabile, rappresenta in generale una condizione più critica per il dispositivo SPG (nel caso di rete compensata la corrente di guasto - e quindi omopolare misurata sulla linea sede di guasto - presenta la massima componente unidirezionale). I casi di guasto monofase sono ipotizzati a differenti resistenze di guasto secondo quanto specificato nel seguito.

In generale, salvo eventuali eccezioni descritte nel seguito, si deve predisporre un circuito di prova realizzato mediante i trasduttori di corrente di fase, di corrente omopolare e di tensione ed i cavi di collegamento (tipologia, sezione e lunghezza) che saranno effettivamente installati nel SPG reale; le grandezze si applicano, generalmente, al primario dei trasduttori. Alcuni esempi ed indicazioni possibili sono riportati in D.3.3.1.

La validità della certificazione si riferisce esclusivamente alla precisa configurazione del SPG oggetto delle prove cui la certificazione si riferisce. Una qualsiasi variazione determina il decadimento della validità della certificazione.

D.3.3.1 Esempio di possibile modalità di verifica della soglia direzionale di terra in SPG integrati che facciano uso di 3 trasduttori di corrente di fase

Nel caso in cui il SPG integrato preveda l'utilizzo di tre distinti sensori di corrente di fase (condizione prevista in alternativa all'utilizzo di due TA di fase + un TA omopolare) la corrente residua non può essere misurata direttamente, ma deve essere ricavata dalle tre misure di corrente di fase. Nel caso in cui i valori assoluti delle tre correnti di fase (correnti di carico) siano elevati[(101)], la necessità di ricostruire la corrente residua con la precisione (in modulo e fase) richiesta comporta la necessità di disporre di TA con errori estremamente contenuti. Ciò vale in particolare per gli errori di fase.

La necessità di questi valori così contenuti porta anche un evidente problema dal punto di vista della verifica funzionale del SPG integrato; è chiaro infatti che dovendo verificare la precisione dell'RGDAT con prove di laboratorio è necessario disporre di generatori di segnale in grado di generare forme d'onda di corrente sinusoidale con una precisione elevatissima, oltre i valori limite di precisione disponibili anche sui migliori dispositivi di prova presenti sul mercato[(102)].

(101) In teoria le tre correnti di fase possono avere valore fino a qualche centinaio di Ampere primari (valore di soglia della funzione di massima corrente *I*>>).

(102) Devono essere utilizzati dispositivi con errori dichiarati come "tipici" per i **canali in corrente** sull'intero range di emissione non superiori a **0,025%** per quanto riguarda il modulo e non superiori a **0,1°** per quanto riguarda l'angolo.

La conclusione di tutto questo è che, normalmente, non risulta possibile verificare funzionalmente con una prova "diretta" le precisioni richieste in D.3.1.3.

D'altra parte, risultando la corrente omopolare ricavata dalla lettura di 3 correnti di fase, risulta non realistico ed assolutamente non indicativo del reale comportamento del SPG integrato fare transitare la sola corrente omopolare in un solo trasduttore di corrente di fase ai fini della valutazione degli errori delle soglie di intervento in regime statico (una volta accertato il rispetto degli errori richiesti in regime statico, le rimanenti prove funzionali possono, invece, essere condotte applicando la sola corrente omopolare ad un singolo trasduttore di corrente).

Per ovviare a quanto sopra una possibile modalità di prova è descritta nel seguito.

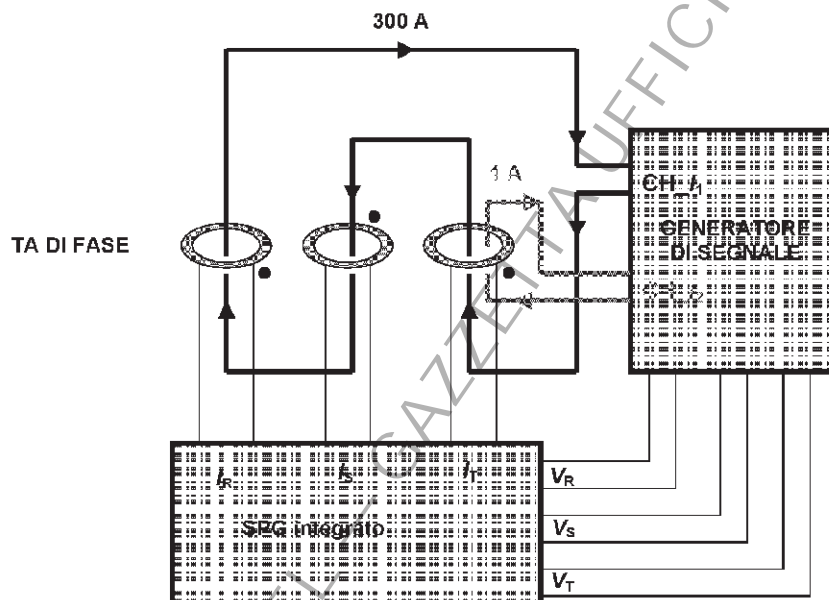



Figura 27 – Schema di prova per la verifica della precisione della soglia direzionale del SPG integrato con 3 sensori di corrente di fase, in presenza di elevate correnti di carico

Attraverso un unico conduttore (quindi un unico canale di corrente del generatore di segnale) passante in tutte e tre i traduttori di corrente fase con il medesimo verso, alimentare il sistema al valore di corrente di carico prevista (es. 300 A[103]. In questo modo i tre TA risultano attraversati esattamente dalla stessa corrente.

Attraverso un'opportuna predisposizione SW dell'SPG integrato, imporre che le correnti misurate dal secondo e dal terzo TA di fase risultino sfasate esattamente di –120° e +120° rispettivamente. Questa "predisposizione" deve essere un'operazione puramente numerica, fatta *a valle* della misura di modulo e fase delle due correnti in questione e solo in fase di verifica degli errori ai fini della presente Norma. In presenza di questa correzione SW (funzionale, evidentemente, alla sola verifica di cui al presente paragrafo) la corrente residua calcolata dal SPG integrato dovrebbe essere in teoria nulla; per meglio dire il valore risultante rappresenta l'insieme degli errori *del solo complesso dei tre TA di fase* per il valore impostato di corrente primaria.

(103) In realtà 300 A equivalenti, come già accennato, ottenuti, ad esempio, realizzando più spire concatenate con i trasduttori di corrente

In queste condizioni, applicare, tramite un distinto canale di corrente ed un distinto circuito, passante in uno solo dei tre TA di fase, una corrente pari alla componente residua che si vuole provare, ed eseguire la prova di precisione.

Con lo schema sopra descritto si ha il vantaggio di :

- evitare il problema della precisione *angolare* del generatore di segnale per quanto riguarda le correnti di fase (correnti di carico);
- disporre della precisione (in modulo e fase) del generatore direttamente sulla corrente residua (in questo caso le precisioni generalmente disponibili risultano sovrabbondanti).

D.3.3.2 Prove di guasto polifase

La rete da prendere in considerazione è a 20 kV a neutro isolato con estensione tale da avere 200 A di corrente capacitiva fase-terra. Si tratta di realizzare guasti bifasi a terra di opportuna resistenza di guasto tale da ottenere le correnti di guasto indicate in Tab. 17.

Le prove sono elencate in Tab. 17 e ciascuna prova consiste nel fornire al SPG correnti primarie sulle fasi R e/o S e/o T (comunque vanno provate, singolarmente od insieme, tutte le fasi).

La regolazione della PG (soglie di massima corrente) deve essere:

- soglia *I*>>: 200 A primari, T_{int} = 430 ms;
- soglia *I*>>>: 500 A primari, $T_{int} \leq$ 50 ms.

Tensioni e correnti di prova sono riportate nella seguente Tab. 17.

Tabella 17 – Prove di guasto polifase

Prova	Corrente di guasto (A r.m.s.)	Ampiezza componente unidirezionale primaria	Risultato atteso
1	9000 A (primari) ± 5%	9000 $\sqrt{2}$ A ± 5%, costante di tempo 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale)	Scatto soglia *I*>>> entro 50 ms
2	1350 A (primari)	1350 $\sqrt{2}$ A ± 5%, costante di tempo 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale)	Scatto soglia *I*>>> entro 50 ms
3	600 A (primari) ± 5%	600 $\sqrt{2}$ A ± 5% 20 ms ± 5% (inizio transitorio sullo 0 di tensione, massima componente unidirezionale)	Scatto soglia *I*>>> entro 50 ms
4	240 A (primari) ± 5%	0 A ± 5%	Scatto soglia *I*>> entro 430 ms
5	180 A (primari)		Nessuno scatto

D.3.3.3 Prove di guasto monofase a terra

La rete presa in considerazione è a 20 kV. Si tratta di guasti monofasi a terra con resistenza di guasto opportuna e ciascuna prova consiste nel fornire al SPG:

- correnti primarie di fase oppure con la corrente omopolare nel caso di SPG con funzione di massima corrente omopolare,
- correnti di fase oppure corrente omopolare, tensioni di fase oppure tensione omopolare nel caso di SPG con funzione direzionale di terra e massima corrente omopolare.

D.3.3.3.1 Prove su SPG con protezione di massima corrente omopolare

La regolazione della funzione massima corrente omopolare della PG deve essere:

- soglia I_0> pari a 2 A primari, tempo di intervento = 380 ms;
- soglia I_0>> pari a 80 A primari, tempo di intervento = 100 ms.

Le prove da effettuare sono riportate di seguito.

Prove con rete a 20 kV, neutro isolato

Si devono simulare guasti monofasi a terra con resistenza di guasto e caratteristiche della rete indicate in Tab. 18.

Tabella 18 – Prove di guasto monofase a NI per protezione di max corrente omopolare

Prova	Corrente di guasto monofase a terra della rete a NI	Rg [Ω]	Risultato atteso
1	20 A	0	Scatto soglia I_0>
2	20 A	1000	Scatto soglia I_0>
3	20 A	2000	Scatto soglia I_0>
4	20 A	5000	Nessuno scatto
5	40 A	0	Scatto soglia I_0>
6	40 A	1000	Scatto soglia I_0>
7	40 A	2000	Scatto soglia I_0>
8	40 A	5000	Nessuno scatto
9	100 A	0	Scatto soglia I_0>>
10	100 A	1000	Scatto soglia I_0>
11	100 A	2000	Scatto soglia I_0>
12	100 A	5000	Nessuno scatto
13	200 A	0	Scatto soglia I_0>>
16	200 A	5000	Nessuno scatto

Prove con rete a 20 kV, neutro compensato

Si devono simulare guasti monofasi a terra con resistenza di guasto e caratteristiche della rete indicate indicata in Tab. 19.

Tabella 19 – Prove di guasto monofase a NC per protezione di max corrente omopolare

Prova	Corrente di guasto monofase a terra della rete a NI	Grado di comp.	Rg [Ω]	Risultato atteso
1	100 A	65 %	0	Scatto soglia I_0>
2	100 A	65 %	1000	Scatto soglia I_0>
3	100 A	65 %	2000	Scatto soglia I_0>
4	100 A	65 %	7000	Nessuno scatto
5	200 A	95 %	0	Scatto soglia I_0>
6	200 A	95 %	1000	Scatto soglia I_0>
7	200 A	95 %	2000	Scatto soglia I_0>
8	200 A	95 %	7000	Nessuno scatto
9	300 A	135 %	0	Scatto soglia I_0>>
10	300 A	135 %	1000	Scatto soglia I_0>
11	300 A	135 %	2000	Scatto soglia I_0>
12	300 A	135 %	7000	Nessuno scatto
13	500 A	100 %	0	Scatto soglia I_0>>
14	500 A	100 %	1000	Scatto soglia I_0>
15	500 A	100 %	2000	Scatto soglia I_0>
16	500 A	100 %	7000	Nessuno scatto

D.3.3.3.2 Prove su SPG con direzionale di terra

La regolazione del PG direzionale di terra deve essere:

- soglia 67N.S1: U_0 = 5%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 61° ÷ 250°, T_{int} = 380 ms
- soglia 67N.S2: U_0 = 2%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 50° ÷ 130°, T_{int} = 100 ms
- soglia I_0>> = 150 A primari, T_{int} = 100 ms.

Le prove da effettuare sono riportate di seguito.

Prove con rete a 20 kV, neutro isolato

La rete presa in considerazione è a 20 kV a neutro isolato. Si tratta di guasti monofasi a terra con resistenza di guasto e caratteristiche della rete indicate in Tab. 20.

Tabella 20 – Prove di guasto monofase a neutro isolato per direzionale di terra

Prova	Corrente di guasto monofase a terra della rete a NI	Rguasto [Ω]	Risultato atteso
1	100 A	0	Scatto soglia 67N.S2
2	100 A	1000	Scatto soglia 67N.S2
3	100 A	2000	Scatto soglia 67N.S2
4	100 A	5000	Nessuno scatto
5	300 A	0	Scatto soglia 67N.S2
6	300 A	1000	Scatto soglia 67N.S2
7	300 A	2000	Scatto soglia 67N.S2
8	300 A	5000	Nessuno scatto

Ciascuna prova elencata in Tabella deve essere ripetuta fornendo alla protezione direzionale di terra le tensioni e le correnti relative[104] ad un guasto a monte del punto in cui è posizionato il SPG stesso (linea sana). In tutti questi i casi il SPG non deve attuare alcuno scatto.

(104) Per precisazioni sulle modalità si veda D.3.3.1. In alcuni casi può essere valutata, previa analisi di dettaglio che attesti l'assoluta equivalenza delle prove e che costituirà parte integrante della documentazione di prova, l'applicazione di segnali di tensione di valore ridotto direttamente ai trasduttori di tensione e/o tramite circuiti esterni addizionali.

Prove con rete a 20 kV, neutro compensato

La rete presa in considerazione è a 20 kV a neutro compensato. Si tratta di guasti monofasi a terra con resistenza di guasto e caratteristiche della rete indicate in Tab. 21.

Tabella 21 – Prove di guasto monofase a neutro isolato per direzionale di terra

Prova	Corrente di guasto monofase a terra della rete a NI	Grado di comp.	Rg [Ω]	Risultato atteso
1	100 A	65 %	0	Scatto soglia 67N.S1
2	100 A	65 %	1000	Scatto soglia 67N.S1
3	100 A	65 %	2000	Scatto soglia 67N.S1
4	100 A	65 %	7000	Nessuno scatto
5	200 A	95 %	0	Scatto soglia 67N.S1
6	200 A	95 %	1000	Scatto soglia 67N.S1
7	200 A	95 %	2000	Scatto soglia 67N.S1
8	200 A	95 %	7000	Nessuno scatto
9	300 A	135 %	0	Scatto soglia 67N.S1
10	300 A	135 %	1000	Scatto soglia 67N.S1
11	300 A	135 %	2000	Scatto soglia 67N.S1
12	300 A	135 %	7000	Nessuno scatto
13	500 A	100 %	0	Scatto soglia 67N.S1
14	500 A	100 %	1000	Scatto soglia 67N.S1
15	500 A	100 %	2000	Scatto soglia 67N.S1
16	500 A	100 %	7000	Nessuno scatto

D.3.3.4 Prove con arco intermittente

La rete presa in considerazione è a 20 kV, estensione tale da fornire 300 A capacitivi, con l'esercizio del neutro e le caratteristiche dell'arco intermittente indicate in Tab. 22 e in Tab. 23.

Per i transitori di guasto in presenza di arco intermittente vengono fornite le tensioni di fase (o tensione omopolare), correnti di fase (o corrente omopolare) da considerare

La modellizzazione dell'arco utilizzata, relativamente semplice, consiste in un guasto che, innescatosi per una tensione fase-terra di opportuno valore, mantiene una certa resistenza per una parte di ciclo; tale resistenza poi è fatta crescere molto rapidamente portando in circa 1 ms all'estinzione del guasto stesso.

Le simulazioni si differenziano per la durata del fenomeno e per l'ipotesi di innesco dell'arco.

D.3.3.4.1 Prove su SPG integrato con protezione di massima corrente omopolare

Se la protezione contro i guasti a terra prevede la funzione direzionale di terra le prove successive non devono essere effettuate.

La regolazione del SPG (funzione massima corrente di terra) deve essere:

– soglia I_0> pari a 2 A primari, T_{int} = 250 ms;

– soglia I_0>> pari a 40 A primari, $T_{int} = T_{base\ di\ intervento} \leq$ 80 ms.

Tabella 22– Prove di arco intermittente per protezione di max corrente omopolare

Prova	Stato del neutro	Durata arco int. T_{int}	Risultato atteso
1	NI	<40 ms	nessuno scatto
2	NI	>80 ms	I_0>>
3	NI	1 s	I_0>>
4	NI	1 s	I_0>
5	NC	<40 ms	nessuno scatto
6	NC	>80 ms	I_0>>
7	NC	1 s	I_0>>
8	NC	1 s	I_0>

Gli archi intermittenti simulati tramite i files COMTRADE (Tab. 22 e/o Tab. 23) prevedono una serie di adescamenti ed estinzioni del guasto, intervallati opportunamente. Il SPG integrato deve essere in grado di comportarsi secondo quanto descritto in Tabella anche in presenza di tali momentanee estinzioni dell'arco.

D.3.3.4.2 Prove su SPG con protezione direzionale di terra

La regolazione del SPG integrato (funzione massima corrente di terra direzionale) deve essere:

– soglia 67N.S1: U_0 = 5%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 61° ÷ 250°, T_{int} = 250 ms

– soglia 67N.S2: U_0 = 2%; I_0 = 2 A primari; settore di intervento = 50° ÷ 130°, $T_{int} = T_{base\ di\ intervento} \leq$ 80 ms

– soglia I_0>> pari a 150 A primari, T_{int} = 1 s

Tabella 23 – Prove di arco intermittente per protezione direzionale di terra

Prova	Stato del neutro	Durata arco int. T_{int}	Risultato atteso	Note
1	NI	<40 ms	nessuno scatto	
2	NI	>80 ms	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
3	NI	1 s	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
4	NI	1 s	Scatto soglia 67N.S2	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S1
5	NC	<40 ms	nessuno scatto	
6	NC	>80 ms	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2
7	NC	1 s	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2
8	NC	1 s	Scatto soglia 67N.S1	Ammesso in contemporanea e/o in alternativa anche scatto per soglia 67N.S2

Gli archi intermittenti simulati tramite i files COMTRADE (Tab. 22 e/o Tab.23) prevedono una serie di adescamenti ed estinzioni del guasto, intervallati opportunamente. Il SPG integrato deve essere in grado di comportarsi secondo quanto descritto in Tabella anche in presenza di tali momentanee estinzioni dell'arco.

Il test funzionale consiste, per ciascun transitorio, in due prove, ottenute alimentando il dispositivo rispettivamente con le grandezze relative ad una linea guasta (guasto a valle del SPG integrato, linea 1 del file COMTRADE) e con le grandezze relative ad una linea sana (guasto a monte del SPG integrato, linea 2 del file COMTRADE). I risultati della Tabella precedente sono relativi ad i guasti a valle del SPG integrato (linea 1). Non è ammesso alcun intervento della protezione per guasto a monte del SPG integrato (Linea 2).

D.3.4 Prove di compatibilità e addizionali

Le prove di compatibilità elettromagnetica sono elencate nella seguente Tab. 24

Tabella 24 – Prove di compatibilità elettromagnetica

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova	Norme
ISOLAMENTO E EMC	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV	CEI EN 60255-5
	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per I circuiti in c.a.	CEI EN 60255-5
	Resistenza di isolamento	≥100 MΩ a 500 V c.c.	CEI EN 60225-5
	Scariche elettrostatiche	Scarica a contatto livello 3 Scarica in aria livello 3	CEI EN 61000-4-2
	Ring Wave	livello 3	CEI EN 61000-4-12
	Onde oscillatorie smorzate	livello 2	
	Transitori veloci	livello 4	CEI EN 61000-4-4
	Surge 1,2-50/8-20	livello 3	CEI EN 61000-4-5 CEI EN 61000-4-5/A1
	Campo magnetico a frequenza di rete	livello 5	CEi EN 61000-4-8 CEI EN 61000-4-8/A1
	Campo magnetico oscillatorio smorzato	livello 4	CEI EN 61000-4-10 CEI En 61000-4-10/A1
	Campi elettromagnetici irradiati a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-3 CEI EN 61000-4-3/IS1
	Campi elettomagnetici irradiati da radiotelefoni digitali	livello 3	
	Brevi interruzioni dell'alimentazione ausiliaria	livello 0% t = 0,05 s	CEI EN 61000-4-29
	Buchi di tensione	livello 50% t = 0,1 s	
	Variazioni di tensione	$U_n \pm 20\%$; t = 10 s	
	Tensione a frequenza di rete	livello 3	CEI EN 61000-4-16 CEI EN 61000-4-16/A1
	Disturbi condotti 15Hz-150HZ	livello 3	
	Disturbi condotti indotti da campi a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-6 CEI EN 61000-4-6/A1 CEI EN 61000-4-6/IS1

Le prove di compatibilità ambientale sono elencate nella seguente Tab. 25.

Tabella 25 – Prove di compatibilità ambientale

Tipo	Dettaglio	Note/Livello di Prova		Norme
CLIMATICHE	Apparecchiatura non alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2) °C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C, TB = 70°C; durata esp. 3 h+ 3h	CEI EN 60068-2-14
	Apparecchiatura alimentata	Caldo secco	(+ 70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2)°C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25 °C, TB = 70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
MECCANICHE	Immunità alle vibrazioni	Limite inf. 10 Hz Lim. Sup. 500 Hz Accelerazione 10 m/s^2 Amp. di spost. 0,075 mm		CEI EN 600068-2-6
	Vibrazioni aleatore a larga banda	–		CEI EN 60068-2-64

Inoltre, per provare correttamente un sensore integrato TA – TV, sono necessarie le seguenti prove addizionali:

- PROVA DI TENUTA AD IMPULSO ATMOSFERICO A SECCO - CEI EN 60383-2; par. 6, 9, 12.1 (per quanto applicabile). La prova deve effettuarsi su 3 sensori collegati all'unità elettronica di elaborazione, con la stessa alimentata ed attiva. La prova si considera superata se i tre sensori non risultano danneggiati e non vengono emessi interventi intempestivi;
- INFIAMMABILITÀ: il materiale utilizzato per il rivestimento dei sensori deve superare la prova di infiammabilità prevista nella Norma CEI EN 60695- 11-10 (ex IEC 60707), ed essere in classe VO, utilizzando il metodo B (ex FV).

D.3.5 Conformità delle apparecchiature

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web.

La “Dichiarazione di conformità” dell’apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all’identificazione del dispositivo. L’esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) e funzionali previste deve avvenire:

– presso un laboratorio accreditato da Ente facente capo all’European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l’Ente accreditante è il SINAL), oppure

– presso il costruttore,

secondo le richieste del Distributore, indicate in fase di definizione preliminare della connessione ed espresse successivamente nei documenti contrattuali.

Si deve inoltre prevedere l’attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall’Utente al Distributore all’atto della connessione.

Tabella 26 – Esempio di verifica di TA di fase con corrente secondaria di 5 A (la colonna in giallo si riferisce a TA automaticamente idonei)

Corrente nominale primaria I_{pn} [A]	**100**	**150**	**200**	**250**	**300**	**400**	**500**	**600**
Corrente nominale secondaria I_{sn} [A]	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
Prestazione nominale P_n [VA] [1]	**30**	**30**	**15**	**15**	**10**	**10**	**10**	**10**
Classe di precisione	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**
Fattore limite di precisione F [2]	**20**	**20**	**30**	**30**	**30**	**30**	**30**	**20**
Tensione nominale di riferimento per l'isolamento U_m [kV]	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*
Corrente termica nominale permanente	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*
Corrente termica nominale di corto circuito I_{th} per 1 s [kA]	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*
Corrente nominale dinamica I_{din} [kA]	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*
Stima della resistenza secondaria degli avvolgimenti del TA R_{ta} [Ω] [3]	*0,100*	*0,145*	*0,190*	*0,233*	*0,276*	*0,360*	*0,442*	*0,524*
Lunghezza complessiva dei conduttori tra TA e PG: L [m]	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
Sezione dei conduttori di collegamento tra TA e PG: S [mm²]	**6,0**	**6,0**	**6,0**	**6,0**	**6,0**	**6,0**	**6,0**	**6,0**
Resistenza dei conduttori di collegamento del TA al relè di protezione R_{col} [Ω] [4]	*0,018*	*0,018*	*0,018*	*0,018*	*0,018*	*0,018*	*0,018*	*0,018*
Assorbimento dell'ingresso amperometrico del relè di protezione P_r [VA] [5]	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*
Prestazione applicata al secondario del TA P [VA] [6]	*1,450*	*1,450*	*1,450*	*1,450*	*1,450*	*1,450*	*1,450*	*1,450*
Fattore limite di precisione effettivo F' [7]	*164,71*	*132,37*	*95,68*	*85,87*	*60,74*	*54,55*	*50,50*	*31,76*
Linearità del TA sino ad una corrente primaria I'_p [kA] [8]	**16.47**	**19,85**	**13,14**	**21,47**	**18,22**	**21,82**	**25,25**	**19,06**
Durata del corto circuito t [s] [9]	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Energia specifica di corto circuito trasferita sul secondario del TA $(I^2t)_{cc}$ [A²s] [10]	*195.313*	*86.806*	*48.828*	*31.250*	*21.701*	*12.207*	*7.813*	*5.425*
Sovraccaricabilità transitoria (1 s) dei circuiti amperometrici riferita alla I_n dei circuiti stessi [k] [11]	**100**	**100**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**
Sovraccaricabilità transitoria del relè di protezione $(I^2t)_{relè}$ [A²s] [12]	*250.000*	*250.000*	*62.500*	*62.500*	*62.500*	*62.500*	*62.500*	*62.500*
Sovraccaricabilità transitoria dei collegamenti al relè di protezione $(I^2t)_{col}$ [A²s] [13]	*476.100*	*476.100*	*476.100*	*476.100*	*476.100*	*476.100*	*476.100*	*476.100*
Verifica di tenuta al cto cto del secondario del TA [14]	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**
Tempo di saturazione secondo la Norma CEI EN 60044-6 (T_{sat}) [ms] [15]	10	11	10	11	10	11	10	10
Verifica alla saturazione dovuta alla componente unidirezionale (T_{sat}>=10 ms)	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**

Tabella. 27 – Esempio di verifica di TA di fase con corrente secondaria di 1 A (la colonna in giallo si riferisce a TA automaticamente idonei)

Corrente nominale primaria I_{pn} [A]	**100**	**150**	**200**	**250**	**300**	**400**	**500**	**600**
Corrente nominale secondaria I_{sn} [A]	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**
Prestazione nominale P_n [VA] [(1)]	**15**	**10**	**10**	**10**	**5**	**5**	**5**	**5**
Classe di precisione	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**	**5P**
Fattore limite di precisione F [(2)]	**20**	**30**	**20**	**20**	**30**	**30**	**20**	**20**
Tensione nominale di riferimento per l'isolamento U_m [kV]	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*	*24*
Corrente termica nominale permanente	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*	*1.2 I_{pn}*
Corrente termica nominale di corto circuito I_{th} per 1 s [kA]	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*	*12,5*
Corrente nominale dinamica I_{dyn} [kA]	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*	*31,5*
Stima della resistenza secondaria degli avvolgimenti del TA R_{ta} [Ω] [(3)]	*0,998*	*1,453*	*1,896*	*2,330*	*2,758*	*3,599*	*4,424*	*5,237*
Lunghezza complessiva dei conduttori tra TA e PG: L [m]	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**	**5**
Sezione dei conduttori di collegamento tra TA e PG: S [mm^2]	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**
Resistenza dei conduttori di collegamento del TA al relè di protezione R_{col} [Ω] [(4)]	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*	*0,027*
Assorbimento dell'ingresso amperometrico del relè di protezione P_r [VA] [(5)]	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*	*1*
Prestazione applicata al secondario del TA P [VA] [(6)]	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*	*1,027*
Fattore limite di precisione effettivo F' [(7)]	*157,98*	*138,56*	*81,41*	*73,46*	*61,49*	*55,77*	*34,58*	*32,69*
Linearità del TA sino ad una corrente primaria I'_p [kA] [(8)]	**15,80**	**20,78**	**16,28**	**18,36**	**18,45**	**22,31**	**17,29**	**19,61**
Durata del corto circuito t [s] [(9)]	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Energia specifica di corto circuito trasferita sul secondario del TA $(I^2 t)_{cc}$ [A^2s] [(10)]	7.813	3.472	1.953	1.250	868	488	313	217
Sovraccaricabilità transitoria (1 s) dei circuiti ampermetrici riferita alla I_n dei circuiti stessi [k] [(11)]	**100**	**100**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**	**50**
Sovraccaricabilità transitoria del relè di protezione $(I^2 t)_{relè}$ [A^2s] [(12)]	10.000	10.000	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Sovraccaricabilità transitoria dei collegamenti al relè di protezione $(I^2 t)_{col}$ [A^2s] [(13)]	211.600	211.600	211.600	211.600	211.600	211.600	211.600	211.600
Verifica di tenuta al cto cto del secondario del TA [(14)]	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**
Tempo di saturazione secondo la Norma CEI EN 60044-6 (T_{sat}) [ms] [(15)]	**10**	**11**	**10**	**10**	**10**	**11**	**10**	**10**
Verifica alla saturazione dovuta alla componente unidirezionale (T_{sat}>=10 ms)	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**	**Positiva**

Note riferite a Tab. 26 e Tab. 27

(1) Valori normalizzati CEI EN 60044-1: 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA.

(2) Valori normalizzati CEI EN 60044-1: 5 - 10 - 15 - 20 – 30.

(3) R_{ta} = 0,84(I_{pn}/1000)exp(0,925) per TA con I_{sn} = 5 A (v. CEI 11-35), R_{ta} = 8,4(I_{pn}/1000)exp(0.925) per TA con I_{sn} = 1 A. È opportuno che il valore esatto venga fornito dal costruttore, in quanto può essere significativamente diverso dai valori stimati.

(4) R_{col} = 0,0216L/S per conduttori in rame a 75°.

(5) Assorbimento massimo ammesso per la PG nel presente Allegato.

(6) P = $R_{col} I_{sn}^2$+Pr

(7) Calcolo del fattore limite di precisione effettivo (alla prestazione applicata sul secondario del TA) secondo CEI 11-35: $F' = F(R_{ta} I_{sn}^2 + P_n)/(R_{ta} I_{sr}^2 + P)$.

(8) $I'_p = I_{pn} F'$ è la corrente limite di precisione in A alla prestazione applicata (vedi CEI EN 60044-1), fino alla quale il TA mantiene l'errore composto entro il limite del 5% della classe 5P.

(9) Si considera convenzionalmente una durata del cortocircuito di 0,5 s.

(10) Si considera una corrente di corto circuito primaria di 12,5 kA.

(11) Nel presente Allegato il valore richiesto è pari a 50 I_n per 1 s. Il relé deve essere certificato per gli eventuali valori maggiori necessari per il superamento della presente verifica.

(12) Corrispondente a (k I_n)^2 per 1 s. Il relé deve essere certificato per gli eventuali valori differenti rispetto alle prescrizioni minime del presente allegato che si rendano necessari per il superamento della presente verifica.

(13) Pari a K^2S^2 con K = 115 assumento conduttori isolati in PVC (vedi CEI 11-17).

(14) La verifica di tenuta al corto circuito dei collegamenti e del relé di protezione ha esito positivo se sono entrambe soddisfatte le condizioni $(I^2t)_{cc} \leq (I^2t)$ relé e $(I^2t)_{cc} \leq (I^2t)_{col}$

(15) Il tempo di saturazione è calcolato come da Norma CEI EN 60044-6, nell'ipotesi di guasto bifase con costante di tempo primaria di 20 ms.

D.4 Sistema di controllo e registrazione associato alla PG

Nel presente paragrafo sono definite le caratteristiche che deve possedere un dispositivo di memorizzazione degli eventi da associare alla PG al fine di essere utilizzato per le attività di controllo da parte del Distributore. Il dispositivo realizzato secondo le presenti prescrizioni si intende idoneo a soddisfare quanto prescritto dalla Delibera 247/04 (art. 33.15) per quanto attiene le informazioni relative alla PG. Le necessità di impiego del dispositivo qui specificato sono dettagliate al paragrafo 8.5.12.3.

D.4.1 Caratteristiche

Il dispositivo per la memorizzazione degli eventi (in seguito, logger) ha la funzione di permettere la verifica del corretta disponibilità del SPG a intervenire, basandosi sul controllo dello stato di funzionamento della PG, in termini di:

1. presenza del collegamento tra PG e logger;
2. presenza dell'alimentazione del logger;
3. presenza dell'alimentazione del relé;
4. presenza e continuità del circuito di comando;
5. soglie di regolazione impostate dall'installazione in poi;
6. eventi che hanno causato l'attivazione della PG;
7. eventi che hanno causato l'emissione del comando di apertura al DG;
8. funzionalità del relé;
9. presenza dei circuiti amperometrici;
10. presenza dei circuiti voltmetrici.

I punti da **1** a **4** costituiscono i requisiti minimi del logger ai fini della presente Norma; i punti da 1 a 7 costituiscono i requisiti per ritenere idoneo il logger ai fini della delibera sopra citata; i punti rimanenti sono facoltativi.

La memorizzazione degli eventi sopra citati completi di data e ora (minuti secondi) deve estendersi per almeno cento eventi e deve avvenire su un supporto interno non sovrascrivibile dall'Utente; deve essere consentita la lettura della memoria e l'impostazione della data e dell'ora mediante un'interfaccia resa disponibile dal fornitore del logger (per esempio, mediante il proprio sito web).

L'elenco degli eventi registrati deve essere esportato in un formato testo con la seguente sintassi:

"data" virgola di separazione "ora minuti secondi" virgola di separazione "messaggio evento"

a titolo di esempio, nel caso di intervento del PG si ha:

12-10-2007, 9.55.23, intervento prima soglia di fase

nel caso di modifica della regolazione del PG si ha:

12-10-2007, 9.55.23, prima soglia di fase 150 A

L'acquisizione degli eventi può avvenire sia tramite ingressi digitali sia tramite la rete di comunicazione eventualmente disponibile sul DG.

Ai fini della sincronizzazione degli eventi, fa fede l'ora (minuti secondi) riscontrata all'atto del controllo da parte del Distributore.

Il logger può essere incorporato nella PG piuttosto che costituire un dispositivo separato dal relé stesso. In quest'ultimo caso, il logger deve registrare tra gli eventi anche le disconnessioni dalla PG.

La scansione temporale degli eventi deve avere cadenza massima di 10 s.

D.4.2 Funzioni del data logger

D.4.2.1 Presenza del collegamento tra PG e logger (solo se il logger non è incorporato nella PG)

Il logger deve memorizzare data e ora sia del suo eventuale scollegamento dalla PG.

D.4.2.2 Presenza dell'alimentazione del logger (solo se il logger non è incorporato nella PG)

Il logger deve memorizzare data e ora sia della sua messa in funzione sia dell'eventuale perdita di alimentazione.

D.4.2.3 Presenza dell'alimentazione della PG

Viene controllata tramite l'acquisizione del contatto di autodiagnosi (watchdog) che deve lavorare in sicurezza positiva.

D.4.2.4 Presenza e continuità del circuito di sgancio

La funzione deve rilevare:

– la continuità del circuito;
– la perdita di alimentazione;
– la non complementarietà dei contatti di posizione.

D.4.2.5 Soglie di regolazione impostate sul PG dall'installazione in poi

Devono risultare in termini di corrente e tempo inferiori o uguali alle soglie imposte dal Distributore.

D.4.2.6 Eventi che hanno causato l'attivazione della PG

Devono essere registrati i seguenti eventi:

- avviamento prima soglia di fase (se prevista);
- avviamento seconda soglia di fase;
- avviamento terza soglia di fase;
- avviamento prima soglia di terra;
- avviamento seconda soglia di terra;
- avviamento prima soglia direzionale di terra (se prevista);
- avviamento seconda soglia direzionale di terra (se prevista).

D.4.2.7 Eventi che hanno causato l'emissione del comando di sgancio al DG

Devono essere registrati i seguenti eventi:

- intervento prima soglia di fase (se prevista);
- intervento seconda soglia di fase;
- intervento terza soglia di fase;
- intervento prima soglia di terra;
- intervento seconda soglia di terra;
- intervento prima soglia direzionale di terra (se prevista);
- intervento seconda soglia direzionale di terra (se prevista).

D.4.2.8 Funzionalità del relé

Viene controllata tramite l'acquisizione del contatto di autodiagnosi (Watch-dog) che deve lavorare in sicurezza positiva.

D.4.2.9 Presenza dei circuiti amperometrici

La funzione controllo TA consente di controllare la catena completa di misura delle correnti di fase:

- i rilevatori di corrente di fase;
- il collegamento dei rilevatori corrente di fase alla PG;
- gli ingressi analogici di corrente di fase del PG.

Il controllo viene conseguito, ad esempio, con il seguente principio: alla perdita della fase 1 (corrente inferiore a 1% di I_r) e con le correnti nella fase 2 e 3 nei parametri nominali (corrente maggiore del 5% di I_n e inferiore a 120% di I_n) e l'angolo di sfasamento tra I_2 e I_3 prossimo ai 120° si ha la segnalazione della perdita del TA della fase 1.

Analogamente, si deve operare ai fini del il controllo delle altre due fasi.

D.4.2.10 Presenza dei circuiti voltmetrici

La funzione controllo TV (Trasformatore di tensione) consente di controllare la catena completa di misura delle tensioni di fase e omopolare:

- i trasformatori di tensione;
- il collegamento dei TV alla PG;
- gli ingressi analogici tensione della PG.

Questa funzione elabora le seguenti anomalie:

- perdita parziale delle tensioni di fase, ad esempio tramite presenza di tensione inversa e assenza di corrente inversa;
- perdita di tutte le tensioni di fase, rilevata mediante presenza di corrente su una delle tre fasi, assenza di tutte le tensioni misurate;

- sgancio della protezione dei TV fase (e/o TV residuo), rilevata mediante acquisizione su un ingresso logico del contatto di intervento fusibile o del contatto ausiliario dell'interruttore di protezione dei TV;
- perdita parziale della tensione omopolare, ad esempio con il seguente principio:
  - presenza di anomalia della tensione di fase e presenza della tensione omopolare calcolata tramite la somma vettoriale delle tre tensioni di fase;
  - acquisizione su un ingresso logico del contatto di intervento fusibile o del contatto ausiliario dell'interruttore di protezione dei TV.

D.4.3 Prove funzionali

Qualora siano previste le relative funzioni, il logger deve superare con esito positivo le seguenti prove:

- rimozione e successivo ripristino del collegamento con la PG;
- rimozione e successivo ripristino dell'alimentazione del logger;
- rimozione e successivo ripristino dell'alimentazione della PG ;
- rimozione e successivo ripristino del circuito di comando;
- variazione della soglia 50;
- variazione della soglia 51;
- variazione della soglia 51N;
- attivazione forzata del watchdog;
- iniezione di corrente (secondaria) del 120% della soglia 50;
- iniezione di corrente (secondaria) del 120% della soglia 51;
- iniezione di corrente (secondaria) del 120% della soglia 51N;
- rimozione e successivo ripristino di un circuito amperometrico di fase;
- rimozione e successivo ripristino del circuito amperometrico di terra.

Le prove si intendono superate qualora il logger registri correttamente il tipo di evento occorso e il relativo tempo di accadimento.

Le specifiche modalità di prova da impiegare sono allo studio; il Costruttore dell'apparecchiatura deve indicare le modalità di prova del proprio logger, in maniera che le prove siano ripetibili e i risultati controllabili.

D.4.4 Conformità delle apparecchiature

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore medesimo, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 20 anni dall'ultima produzione. La medesima documentazione deve comunque essere resa disponibile al Distributore a cura del Costruttore sul proprio sito web.

La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo. L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) e funzionali previste deve avvenire:

- presso un laboratorio accreditato da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA) (in Italia l'Ente accreditante è il SINAL), oppure
- presso il costruttore,

secondo le richieste del Distributore, indicate in fase di definizione preliminare della connessione ed espresse successivamente nei documenti contrattuali.

Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

Allegato E
(normativo)

Caratteristiche del Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)

Nel presente Allegato sono riportate le caratteristiche e le modalità di prova del Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI).

La specificazione delle caratteristiche e delle eventuali modalità di prova si rende indispensabile date le significative necessità di affidabilità e rapidità di intervento che il SPI deve garantire nel caso di guasti esterni all'impianto dell'Utente attivo, allo scopo di eliminare nel più breve tempo possibile il contributo al guasto dato dallo stesso Utente attivo.

E.1 Caratteristiche del sistema di protezione di interfaccia (SPI)

La protezione di interfaccia ha lo scopo di separare la parte di impianto Utente attivo comprendente il generatore in caso di:

- guasti esterni alla rete di Utente (dopo l'apertura dell'interruttore di CP in testa linea);
- apertura dell'interruttore di CP in testa alla linea.

A tale fine, sono impiegate protezioni di:

- minima/massima frequenza;
- minima/massima tensione;
- massima tensione omopolare.

Per consentire una più affidabile esclusione del gruppo in caso di apertura dell'interruttore di CP in testa alla linea, in previsione di una gestione attiva delle reti di distribuzione, è necessario che la protezione di intrerfaccia sia in grado ricevere segnali esterni finalizzati alla abilitazione/disabilitazione di una o più soglie protettive.

E.2 Trasduttori di misura (TV)

I trasformatori di tensione per protezioni di massima/minima tensione o frequenza, collegati fra le fasi, devono avere una classe di precisione 3P, fattore di tensione 1,3 per 30 s ed una prestazione nominale di almeno 5 VA.

I trasformatori di tensione per la protezione di massima tensione omopolare sono costituiti da una terna di TV collegati fase-terra con le stesse caratteristiche di quelli indicati in D.2.3.1. Qualora sia presente una terna di TV ai fini della protezione direzionale di terra che agisce sul DG, può essere utilizzata la stessa terna ai fini della protezione di massima tensione omopolare associata al DDI.

E.3 Caratteristiche delle protezioni

E.3.1 Composizione del sistema

Il SPI deve prevedere:

- una protezione di minima tensione;
- una protezione di massima tensione;
- una protezione di minima frequenza;
- una protezione di massima frequenza;
- una protezione di massima tensione omopolare;
- un relé di scatto.

E.3.2 Protezione di minima tensione concatenata (27)

La protezione di minima tensione deve controllare almeno due tensioni concatenate.

Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tab. 28.

Tabella 28 – Ingressi e campi di regolazione prot. 27 per SPI

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia 27.S1	(0,5÷1) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia 27.1	(0,05÷1) s a gradini di 0,01s
Soglia 27.S2 (opzionale)	(0,5÷1) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia 27.2 (opzionale)	(1÷60) s a gradini di 1 s

La soglia 27.S1 è quella normalmente attiva. La soglia 27.S2 deve poter essere abilitata/disabilitata tramite un comando esterno su ingresso dedicato. Il comando deve escludere/includere contemporaneamente la soglia 27.S1.

E.3.3 Protezione di massima tensione concatenata (59)

La protezione di massima tensione deve controllare almeno due tensioni concatenate (logica OR). Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tab. 29.

Tabella 29 – Ingressi e campi di regolazione prot. 59 per SPI

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia 59.S1	(1÷1,5) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia 59.1	(0,05÷1) s a gradini di 0,01s
Soglia 59.S2 (opzionale)	(1÷1,5) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia 59.2 (opzionale)	(1÷60) s a gradini di 1 s

La soglia 59.S1 è quella normalmente attiva. La soglia 59.S2 deve poter essere inclusa tramite un comando esterno che esclude contemporaneamente la soglia 59.S1.

E.3.4 Protezione di minima frequenza (81<)

La protezione di minima frequenza deve controllare almeno una tensione concatenata. Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tab. 30.

Tabella 30 – Ingressi e campi di regolazione prot. 81< per SPI

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia 81< S1	47÷50 Hz a gradini di 0.01 Hz
Tempo di intervento soglia 81< S1	(0,1÷1) s a gradini di 0,01 s
Soglia 81< S2 (opzionale)	(47÷50) V_n a gradini di 0.01 Hz
Tempo di intervento soglia 27.2 (opzionale)	(1÷60) s a gradini di 1 s

La soglia 81< S1 è quella normalmente attiva. La soglia 81< S2 deve poter essere inclusa/esclusa tramite un comando esterno su ingresso dedicato. Il comando deve escludere/includere contemporaneamente la soglia 81< S1.

La protezione deve essere insensibile a transitori di frequenza, dovuti ad esempio a variazioni significative di carico, di durata minore o uguale a 40 ms.

La protezione deve funzionare correttamente nel campo di tensione in ingresso compreso tra 0,2 V_n e 1,3 V_n e deve essere inibita per tensioni in ingresso inferiori a 0,2 V_n.

E.3.5 Protezione di massima frequenza (81>)

La protezione di minima frequenza deve controllare almeno una tensione concatenata.

Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tabella 31.

Tabella 31 – Ingressi e campi di regolazione prot. 81> per SPI

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia 81> S1	50÷52 Hz a gradini di 0,01 Hz
Tempo di intervento soglia 81< S1	(0,05÷1)s a gradini di 0,01 s
Soglia 81> S2 (opzionale)	(50÷52) V_n a gradini di 0,01 Hz
Tempo di intervento soglia 27.2 (opzionale)	(1÷60) s a gradini di 1 s

La soglia 81> S1 è quella normalmente attiva. La soglia 81> S2 deve poter essere inclusa/esclusa tramite un comando esterno su ingresso dedicato. Il comando deve escludere/includere contemporaneamente la soglia 81> S1. La protezione deve essere insensibile a transitori di frequenza, dovuti ad esempio a variazioni significative di carico, di durata minore o uguale a 40 ms.

La protezione deve funzionare correttamente nel campo di tensione in ingresso compreso tra 0,2 V_n e 1,3 V_n e deve essere inibita per tensioni in ingresso inferiori a 0,2 V_n.

E.3.6 Protezione di massima tensione omopolare (59V_0)

La protezione di massima tensione omopolare deve essere ad una soglia di intervento. Sono accettabili anche protezioni che hanno in ingresso grandezze proporzionali alle tre tensioni di fase e che ricostruiscono al loro interno la tensione omopolare. Gli ingressi ed i campi di regolazione sono indicati nella Tab. 32.

Tabella 32 – Ingressi e campi di regolazione prot. 59V_0

Tensione nominale d'ingresso	Tensione secondaria del triangolo aperto dei TV
Frequenza nominale	50 Hz
Soglia 59V_0.S1	(0,1÷0,4) V_n a gradini di 0,01 V_n
Tempo di intervento soglia 59V_0.S1	(5÷30) s a gradini di 5 s

L'ingresso del segnale di tensione omopolare deve essere provvisto di filtro passa banda con frequenza centrata a 50 Hz e con un'attenuazione maggiore o uguale a 60 dB per decade di frequenza.

E.3.7 Errori limite per le grandezze di intervento

Protezione	Rapporto di ricaduta	Tempo di ricaduta	Errore limite variazione	Errore limite
27	≤1.05	≤0,1 s	5%	3%
59	≤0.95	≤0,1 s	5%	3%
81<	≤1.002	≤0,1 s	20 mHz	20 mHz
81>	≤0.998	≤0,1 s	20 mHz	20 mHz
59V_0	≤0.95	≤0,1 s	5%	3%

Errore limite sui tempi ≤3% ± 15 ms

Variazione dell'errore limite ≤1,5% ± 5 ms

E.3.8 Consumo e sovraccaricabilità dei circuiti voltmetrici di misura

Consumo dei circuiti voltmetrici di misura ≤ 1 VA.

Sovraccaricabilità dei circuiti voltmetrici.

- permanente ≥1,3 V_n;
- transitoria (1 s) ≥2 V_n.

E.3.9 Circuito di sgancio

Il circuito di sgancio deve essere a mancanza di tensione, cioè il contatto di scatto deve essere chiuso con le grandezze di misura entro il campo di non intervento e con la tensione di alimentazione del dispositivo entro i limiti previsti per il corretto funzionamento delle protezioni. Se una delle due condizioni non è verificata il contatto di scatto deve risultare aperto.

Il circuito di comando deve consentire l'apertura del dispositivo di interfaccia a seguito di intervento delle protezioni o guasto della protezione.

Le caratteristiche dei contatti del relé di scatto devono essere adeguate alle caratteristiche della bobina di minima tensione del dispositivo di interfaccia presente.

E.3.10 Segnalazioni

E' opportuno che la protezione di interfaccia sia in grado di memorizzare singolarmente gli scatti delle soglie intervenute correlandole all'istante di accadimento.

E.3.11 Prove

E.3.11.1 Prove funzionali

Le prove funzionali consistono in:

- verifica funzioni;
- misura della precisione delle soglie di intervento e ricaduta;
- misura della precisione dei tempi di intervento e di ricaduta.

Protezione di massima e minima tensione

Tutte le funzioni della protezione di massima e minima tensione devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni, i tempi di ricaduta ed i rapporti di ricaduta.

Protezione di massima e minima frequenza

Tutte le funzioni della protezione di massima e minima frequenza devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni, i tempi di ricaduta ed i rapporti di ricaduta.

Protezione di massima tensione omopolare

Tutte le funzioni della protezione di massima tensione omopolare devono essere verificate rilevando i tempi di intervento, le precisioni ed i rapporti di ricaduta.

E.3.11.1.1 Prescrizioni aggiuntive per le prove

Insensibilità alle armoniche del relé di frequenza

Per i relé di frequenza deve essere verificata l'insensibilità alle armoniche (dalla 2a alla 23a, in ragione del 15% del valore della fondamentale) applicate separatamente con diversi angoli di fase tra i quali almeno quelli in quadratura in anticipo ed in ritardo.

Insensibilità alle armoniche della protezione di massima tensione omopolare

Per la protezione di massima tensione omopolare deve essere verificato il comportamento in presenza di armoniche sulla tensione di alimentazione di entrata. La prova deve essere effettuata alimentando il relé con una tensione sinusoidale di 100 V alle frequenze distinte di 10 Hz e di 200 Hz; la protezione tarata alla minima tensione di intervento e al minimo tempo di intervento non deve intervenire.

E.3.11.2 Prove di compatibilità elettromagnetica

Le prove di compatibilità elettromagnetica sono riportate nella seguente Tab. 33.

Tabella 33 – Prove di compatibilità elettromagnetica

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova	Norme
ISOLAMENTO E EMC	Tenuta ad impulso	Categoria di sovratensione IV	CEI EN 60255-5
	Rigidità dielettrica	Tensione di prova 2 kV per i circuiti in c.a.	CEI EN 60255-5
	Resistenza di isolamento	≥100 MΩ a 500 V c.c.	CEI EN 60225-5
	Scariche elettrostatiche	Scarica a contatto livello 3 Scarica in aria livello 3	CEI EN 61000-4-2
	Ring Wave	livello 3	CEI EN 61000-4-12
	Onde oscillatorie smorzate	livello 2	
	Transitori veloci	livello 4	CEI EN 61000-4-4
	Surge 1,2-50/8-20	livello 3	CEI EN 61000-4-5 CEI EN 61000-4-5/A1
	Campo magnetico a frequenza di rete	livello 5	CEi EN 61000-4-8 CEI EN 61000-4-8/A1
	Campo magnetico oscillatorio smorzato	livello 4	CEI EN 61000-4-10 CEI En 61000-4-10/A1
	Campi elettromagnetici irradiati a radiofrequenza	livello 3	CEI EN 61000-4-3 CEI EN 61000-4-3/IS1
	Campi elettomagnetici irradiati da radiotelefoni digitali	livello 3	
	Brevi interruzioni dell'alimentazione ausiliaria	livello 0% t = 0,05 s	CEI EN 61000-4-29
	Buchi di tensione	livello 50% t = 0,1 s	
	Variazioni di tensione	U_n ± 20%; t = 10 s	
	Tensione a frequenza di rete	livello 3	CEI EN 61000-4-16 CEI EN 61000-4-16/A1
	Disturbi condotti 15Hz-150HZ	livello 3	
	Disturbi condotti indotti da campi a radiofrequnza	livello 3	CEI EN 61000-4-6 CEI EN 61000-4-6/A1 CEI EN 61000-4-6/IS1

E.3.11.3 Prove di compatibilità ambientale

Le prove di compatibilità ambientale sono riportate nella seguente Tab. 34.

Tabella 34 – Prove di compatibilità ambientale

Tipo	Dettaglio	Note/Livelli di Prova		Norme
CLIMATICHE	Apparecchiatura non alimentata	Caldo secco	(+70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2) °C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 ± 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C, TB = 70°C; durata esp. 3 h+ 3h	CEI EN 60068-2-14
	Apparecchiatura alimentata	Caldo secco	(+ 70 ± 2)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-2
		Caldo umido	(40 ± 2)°C; (93 ± 3)% RH; durata 4 giorni	CEI EN 60068-2-78
		Freddo	(-25 + 3)°C; durata 16 h	CEI EN 60068-2-1
		Cambio temperatura	TA = -25°C; TB =70°C; durata esp. 3h+3h	CEI EN 60068-2-14
MECCANICHE	Immunità alle vibrazioni	Limite inf. 10 Hz Lim. Sup. 500 Hz Accelerazione 10 m/s^2 Amp. di spost. 0,075 mm		CEI EN 600068-2-6
	Vibrazioni aleatorie a larga banda	–		CEI EN 60068-2-64

E.3.11.4 Prove di sovraccaricabilità dei circuiti di misura e di alimentazione

Devono essere verificati i limiti di sovraccaricabilità dichiarati.

E.3.12 Certificazione

La rispondenza ai requisiti sopra elencati deve essere attestata da "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura. Tale Dichiarazione di conformità deve essere emessa a cura e responsabilità del costruttore, nella forma di autocertificazione da parte del Costruttore, redatta ai sensi dell'articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, e deve essere consegnata dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

La documentazione attestante il superamento delle prove (rapporti di prova) deve essere conservata dal costruttore per almeno 10 anni dall'ultima fornitura, e consegnata all'Utente, il quale deve renderla disponibile su richiesta al Distributore. La medesima documentazione deve comunque essere resa pubblica a cura del Costruttore sul proprio sito web. La "Dichiarazione di conformità" dell'apparecchiatura deve contenere tutte le informazioni necessarie all'identificazione del dispositivo. L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) e funzionali previste può avvenire presso il costruttore o presso un laboratorio accreditato da Ente facente capo all'European cooperation for Accreditation (EA). In Italia l'Ente accreditante è il SINAL. Si deve inoltre prevedere l'attestazione che la produzione del dispositivo avviene in regime di qualità (secondo ISO 9001, Vision 2000 [e s.m.i.]). Tale attestazione deve essere parimenti emessa a cura e responsabilità del costruttore e deve essere consegnata, su richiesta, dall'Utente al Distributore all'atto della connessione.

Allegato F
(informativo)

Potenza di cortocircuito nel punto di connessione

Il presente Allegato contiene informazioni utili[105] alla valutazione del valore minimo di esercizio di potenza di cortocircuito presente in un particolare punto di una rete di distribuzione MT all'atto della connessione di un cliente di potenza disponibile P_d.

In generale, non esiste un unico valore minimo di potenza di cortocircuito per tutti gli Utenti delle reti di distribuzione in media tensione. Il valore minimo di potenza di cortocircuito in un nodo dipende da diversi aspetti, tra cui la potenza nominale dell'Utente (passivo) e il suo profilo di assorbimento all'avvio dei propri carichi. In particolare, i livelli di potenza di cortocircuito (trifase minima di esercizio) tipicamente attesi sulle reti di distribuzione MT sono dati nella Tabella seguente (S_{cc} in rapporto alla potenza disponibile P_d dell'Utente, imponendo un limite del 5% alle variazioni rapide di tensione ammesse).

Tabella 35 – S_{cc} della rete in rapporto alla potenza disponibile P_d dell'Utente (reti MT)

P_d [kW]	100	250	630	1000	3000
S_{cc} [MVA]	8	14	30	40	54
Max assorbimento istantaneo (p.u. corrente nominale)	4	2,8	2,4	2	0,9

I valori riportati nelle Tabelle sono derivati da studi relativi al contenimento delle variazioni rapide della tensione in caso di transitori (tipicamente, di presa e rilascio di carico) attuati dall'Utente. Poiché tali transitori sono causati (potenzialmente) da una significativa quota degli Utenti delle reti, i valori di S_{cc} indicati sono suggeriti per Utenti il cui profilo di assorbimento è contenuto nel limite di max assorbimento indicato. Per Utenti con profili di assorbimento diversi o con potenza disponibile superiore a quella massima indicata in tabella, si deve procedere con analisi caso per caso.

In fase di connessione, si procede nel seguente modo:

- determinazione della S_{cc} ($S_{cc_rich_ut}$) in base alle Tabelle di cui sopra, in corrispondenza del valore di potenza disponibile richiesto dall'Utente;
- se la S_{cc} nel nodo prescelto per la connessione (S_{cc_rete}) è maggiore di $S_{cc_rich_ut}$, la connessione è possibile senza ulteriori verifiche;
- in caso contrario, è opportuna una verifica congiunta con l'Utente delle reali necessità di potenza di corto circuito in relazione al suo specifico profilo di assorbimento (avviamento motori, ecc).

A connessione avvenuta, qualora si registrino variazioni rapide superiori a quelle attese (5 %) da parte di Utenti collegati rispettando i valori della Tab. 35, si provvede a installare presso l'Utente uno strumento in grado di registrare, a partire da una data soglia di corrente:

- il valore massimo raggiunto dalla corrente in occasione di ciascun superamento;
- la durata dell'evento medesimo;
- il numero di eventi di superamento di tale soglia.

Il dispositivo deve tenere memoria degli ultimi 10000 eventi.

I valori da misurare sono valori efficaci della corrente su 20 ms aggiornati ogni 10 ms. Il monitoraggio è finalizzato a verificare il rispetto dei prelievi limite da parte dell'Utente; a tale fine, i transitori che l'Utente può causare sulla rete devono essere caratterizzati in termini di:

- massimo prelievo di corrente (in Ampere);
- massima durata del prelievo medesimo (in millisecondi);
- massima frequenza giornaliera di accadimento.

(105) Maggiori dettagli circa la metodologia impiegata sono contenuti in: "ASSESSMENT OF SHORT CIRCUIT POWER LEVEL IN HV AND MV NETWORKS WITH RESPECT TO POWER QUALITY" di V. Allegranza, A. Ardito, E. De Berardinis, M. Delfanti, L. Lo Schiavo – CIRED 2007, Vienna.

Allegato G
(informativo)

Informazioni da fornire circa la funzionalità e le regolazioni del SPG

Impianto utente:

Indirizzo:

Tensione di consegna:

PG installata: (marca e modello)

DG installato: (marca e modello)

Le regolazioni delle singole funzioni protettive sono state effettuate secondo quanto prescritto da (nome società di distribuzione). Per le protezioni di massima corrente di fase e di terra si è regolata la PG per valori inferiori o uguali a quelli prescritti per le correnti di intervento e i rispettivi tempi.

Protezione di massima corrente di fase

Soglia *I*>: valore impostato sulla PG: .....A; valore limite prescritto: ...A

Soglia *I*>>: valore impostato sulla PG: .....A; valore limite prescritto: ...A

Soglia *I*>>>: valore impostato sulla PG: .....A; valore limite prescritto: ...A

Protezione di massima corrente di terra

Soglia I_0>: valore impostato sulla PG: .....A; valore limite prescritto: ...A

Soglia I_0>>: valore impostato sulla PG: .....A; valore limite prescritto: ...A

Per la protezione direzionale di terra, le regolazioni sulla PG sono state effettuate secondo le prescrizioni di (nome società di distribuzione):

Soglia per neutro isolato:

Soglia V_0>: valore impostato sulla PG: .....V; valore limite prescritto: ...A

Soglia I_0>>: valore impostato sulla PG: .....A; valore limite prescritto: ...A

Settore impostato sulla PG: .....; settore limite prescritto: ...

Soglia per neutro compensato:

Soglia V_0>: valore impostato sulla PG: .....V; valore limite prescritto: ...A

Soglia I_0>>: valore impostato sulla PG: .....A; valore limite prescritto: ...A

Settore impostato sulla PG: .....; settore limite prescritto: ...

La prova di apertura del DG per azione del pulsante di comando ha dato esito positivo.

L'impianto è conforme alle disposizioni contenute nella Norma CEI 0-16, come eventualmente integrata da (nome società di distribuzione) in base alle deroghe approvate dall'AEEG.

ALLEGATO *B*

CRITERI APPLICATIVI DELLA REGOLA TECNICA DI CONNESSIONE ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA CON TENSIONE NOMINALE SUPERIORE AD 1 kV

TITOLO 1
DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 e le seguenti ulteriori definizioni:

- **Cabina primaria** è una stazione elettrica alimentata in AT, provvista di almeno un trasformatore AT/MT dedicato alla rete di distribuzione;
- **CEI** è il comitato elettrotecnico italiano;
- **CTS** è il corrispettivo tariffario specifico di cui all'Allegato A della deliberazione n. 333/07;
- **Dichiarazione di adeguatezza** è la dichiarazione di cui all'articolo 36 dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07;
- **Dispositivo di interfaccia** è costituto da una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura assicura la separazione dell'impianto di produzione di energia elettrica dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati, di cui all'Allegato A del presente provvedimento;
- **Dispositivo generale** è l'apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente della rete;
- **Impianto di rete per la consegna** è la porzione di impianto di rete per la connessione adiacente all'impianto di utenza, installata su aree messe a disposizione dall'Utente della rete tipicamente al confine tra la proprietà dell'Utente medesimo e il suolo pubblico;
- **Livello specifico di continuità del servizio** per clienti MT è definito all'Articolo 33 dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07;
- **Regola tecnica di connessione (RTC)** alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale tra le fasi superiore ad 1 kV è, per ogni impresa di distribuzione, la Regola tecnica di riferimento come eventualmente modificata o integrata dalla medesima impresa distributrice attraverso adattamenti o specifiche deroghe approvate dall'Autorità;
- **Regola tecnica di riferimento** è l'insieme delle prescrizioni contenute nella Norma CEI 0-16 inerente la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale tra le fasi superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi;

- **Sistema di protezione generale** è il sistema di protezioni elettriche associate al Dispositivo Generale di cui all'Allegato D della Regola tecnica di riferimento;
- **Subentro inferiore ad 1 anno** è un subentro in cui l'attivazione del contratto di trasporto avviene entro 1 anno dalla cessazione del precedente contratto di trasporto inerente il medesimo punto;
- **Utenti ammessi ai requisiti semplificati** sono gli utenti i cui impianti rispettano le condizioni di cui all'Articolo 35, comma 35.2, lettere a) e b) dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07;
- **Utente della rete** è il soggetto richiedente la connessione ad una rete elettrica di distribuzione, ovvero già connesso alla stessa rete;
- **Utente esistente** è il soggetto titolare di impianti elettrici, ovvero nella cui disponibilità tali impianti si trovano, che risulti connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi ad esclusione della rete di trasmissione nazionale alla data di entrata in vigore delle RTC;
- **Utente attivo** è un utente della rete in grado di contribuire, con i propri impianti, alla corrente di corto circuito in caso di guasto nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- **Utente passivo** è un utente della rete diverso dall'utente attivo.

Articolo 2
Finalità

2.1 La finalità del presente provvedimento è la definizione dei rapporti tra le imprese distributrici e gli utenti delle reti di distribuzione, passivi o attivi, con particolare riferimento ai seguenti aspetti:

i) regola tecnica di riferimento per la connessione di clienti finali e di soggetti titolari di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale superiore ad 1 kV ad eccezione della rete di trasmissione nazionale;

ii) modalità per l'eventuale adozione di adattamenti tecnici legati alla presenza di molteplici livelli di tensione nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica;

iii) modalità per l'eventuale richiesta di deroghe alla Regola tecnica di riferimento da parte delle imprese distributrici;

iv) modalità per l'eventuale approvazione, da parte dell'Autorità, delle deroghe di cui al precedente punto iii);

v) modalità di pubblicazione della RTC, eventualmente in deroga alla Regola tecnica di riferimento, da parte delle imprese distributrici;

vi) applicazione parziale della RTC agli utenti esistenti;

vii) modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza ai fini della attestazione dei requisiti tecnici per aver accesso agli indennizzi automatici in caso non sia rispettato il livello specifico di continuità del servizio per i clienti MT.

2.2 Sono tenuti al rispetto delle disposizioni del presente provvedimento gli utenti della rete, le imprese distributrici e i soggetti di cui al successivo comma 2.3.

2.3 I soggetti gestori di reti elettriche con obbligo di connessione di terzi non titolari di concessione di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione dell'energia elettrica, quindi diversi dalle imprese distributrici e da Terna, adempiono alle disposizioni di cui al presente provvedimento sotto l'impulso ed il coordinamento dell'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale. A tal fine, i predetti gestori concludono una convenzione con l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

2.4 La convenzione di cui al precedente comma 2.3 è conclusa entro 90 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento ed è trasmessa all'Autorità per approvazione entro 60 giorni dalla data del suo ricevimento. Trascorso inutilmente tale termine, la medesima convenzione si intende approvata.

2.5 In caso di mancata stipula della convenzione di cui ai precedenti commi, l'impresa distributrice competente ne comunica i motivi all'Autorità entro i termini massimi previsti per la conclusione della stessa di cui al precedente comma 2.4.

TITOLO 2
PUBBLICAZIONE E DEROGHE ALLA REGOLA TECNICA DI RIFERIMENTO

Articolo 3
Pubblicazione della regola tecnica da parte delle imprese distributrici e relativa entrata in vigore

3.1 Ciascuna impresa distributrice pubblica la propria RTC alle reti di distribuzione dell'energia elettrica con tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV, sia essa costituita dalla Regola tecnica di riferimento, ovvero dalla Regola tecnica di riferimento come modificata attraverso specifiche deroghe approvate dall'Autorità secondo le disposizioni di cui al successivo Articolo 5, ovvero dalla Regola tecnica di riferimento come adattata dalla stessa impresa distributrice secondo le disposizioni di cui al successivo Articolo 4. Nell'ambito della predetta pubblicazione sarà indicata la data di entrata in vigore della RTC, pari al 1° settembre 2008. Da tale data la RTC sostituisce le precedenti regole tecniche adottate in autonomia dalle stesse imprese relativamente alla connessione alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale tra le fasi superiore ad 1 kV.

Articolo 4
Adattamenti tecnici della Regola tecnica di riferimento

4.1 I parametri tecnici correlati a valori di tensione nominale delle reti di distribuzione differenti da quelli maggiormente diffusi sul territorio nazionale, e sulla base dei quali è stata redatta la Norma CEI 0-16, non sono oggetto di approvazione e sono comunicati dalle imprese distributrici all'Autorità secondo le modalità pubblicate sul sito *internet* della stessa Autorità, in analogia alle modalità di invio all'Autorità delle richieste di deroga di cui al successivo Articolo 5, comma 5.9.

Articolo 5

Deroghe alla Regola tecnica di riferimento e loro entrata in vigore

5.1 Le imprese distributrici possono inviare all'Autorità eventuali richieste di deroga su specifici aspetti puntuali della Regola tecnica di riferimento mediante apposita richieste sulla base di specifiche esigenze debitamente motivate.

5.2 Le deroghe inviate dalle imprese distributrici all'Autorità sono applicabili qualora approvate dalla stessa Autorità. A tal fine l'Autorità approva, ovvero non approva, le deroghe richieste da ciascuna impresa distributrice entro 120 giorni dal termine previsto per l'invio delle stesse. Le deroghe hanno di norma valore transitorio. Il termine inerente la loro applicabilità è definito nella delibera di approvazione delle stesse deroghe.

5.3 Successivamente all'eventuale approvazione da parte dell'Autorità, la RTC sarà pubblicata dall'impresa distributrice con la specificazione della data di entrata in vigore della stessa pari al 1 settembre 2008. Successive eventuali modifiche da parte dell'Autorità della Regola tecnica di riferimento potranno integrare la RTC già approvata.

5.4 L'Autorità, di norma, limita temporalmente l'applicabilità delle deroghe richieste. Entro il termine di detto limite temporale l'impresa distributrice è tenuta ad aggiornare la propria RTC, uniformandola alla Regola tecnica di riferimento in relazione alle singole deroghe.

5.5 In caso di formulazione di richieste di deroga ed in attesa della approvazione, da parte dell'Autorità, della RTC applicabile dalla singola impresa distributrice, rimangono valide le regole tecniche in vigore precedentemente alla richiesta stessa.

5.6 Le deroghe inviate all'Autorità sono costituite:

i) dall'elenco dei commi per i quali si richiede una deroga rispetto alla Regola tecnica di riferimento, con la trascrizione dell'intero comma contenente la parte in deroga opportunamente evidenziata,

ii) dall'elenco delle motivazioni a supporto di ciascuna richiesta di deroga,

iii) il periodo temporale per il quale si richiede la deroga, che non può essere superiore a 10 anni.

5.7 Nell'ambito delle richieste di deroga, non si prevede la possibilità di modificare la numerosità e l'argomento dei capitoli e dei commi contenuti nella Regola tecnica di riferimento.

5.8 L'eventuale approvazione delle deroghe da parte dell'Autorità avviene senza apportare modifiche al contenuto delle singole deroghe richieste. L'Autorità può disporre un periodo temporale inferiore a quello richiesto.

5.9 Le modalità ed i termini di invio all'Autorità delle richieste di deroga sono pubblicati sul sito "internet" della stessa Autorità almeno 15 giorni prima del termine previsto per lo stesso invio.

5.10 Nel caso di deroghe con periodo temporale maggiore di un anno, le imprese distributrici interessate comunicano annualmente all'Autorità le attività effettuate per la progressiva eliminazione degli impedimenti che hanno condotto alla richiesta di deroga.

TITOLO 3
AMBITO DI APPLICAZIONE DELLE REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 6
Applicazione integrale delle regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica

6.1 Le RTC alle reti di distribuzione dell'energia elettrica si applicano integralmente nei seguenti casi:

i) richieste di nuove connessioni successive alla data di entrata in vigore della RTC;

ii) spostamento fisico, su richiesta dell'Utente in data successiva a quella di entrata in vigore della RTC, del punto di consegna all'esterno dell'area dedicata all'impianto di rete per la consegna.

Articolo 7
Applicazione parziale della Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica alla generalità degli utenti

7.1 La Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV si applica parzialmente agli utenti esistenti nei casi esplicitati dai commi seguenti. Nell'ambito di ogni successivo comma, i singoli aspetti applicativi fanno riferimento ai punti della Regola tecnica di riferimento ove tali aspetti sono trattati.

7.2 La Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV si applica parzialmente alla generalità degli utenti della rete nei seguenti casi:

a. subentro a seguito di un fuori servizio dell'impianto di connessione superiore ad 1 anno: in questo caso l'utente esistente è tenuto all'applicazione dei soli aspetti della Regola tecnica di riferimento relativi al Sistema di Protezione Generale ed al Dispositivo Generale (Allegato D della norma CEI 0-16);

b. sostituzione del Dispositivo Generale (DG), ovvero del solo Sistema di Protezione Generale (SPG): in questi casi l'utente esistente è tenuto ad installare, rispettivamente, un DG unitamente ad un SPG, ovvero un SPG, conformi con quanto previsto nella Regola tecnica di riferimento (Allegato D della norma CEI 0-16);

c. aggiunta di nuovi trasformatori all'impianto di un utente esistente: in questo caso, i vincoli previsti dalla Regola tecnica di riferimento circa il massimo numero di trasformatori che possono essere inseriti contemporaneamente si applicheranno esclusivamente qualora tali limiti siano superati a causa dei predetti nuovi trasformatori aggiunti ovvero a seguito della sostituzione dei trasformatori esistenti (Punto 8.5.14 della norma CEI 0-16);

d. aggiunta di nuovi trasformatori in parallelo ad altri trasformatori esistenti: in questo caso, i vincoli previsti dalla Regola tecnica di riferimento circa la massima potenza dei trasformatori in parallelo si applicheranno esclusivamente qualora tali vincoli siano superati a causa dei predetti nuovi trasformatori aggiunti ovvero a seguito della sostituzione dei trasformatori esistenti (punto 8.5.13 della norma CEI 0-16);

e. aumento della consistenza della rete in media tensione dell'impianto dell'utente esistente tale da fare superare le soglie (in termini di estensione/corrente capacitiva) definite nella Regola tecnica di riferimento ai fini dell'impiego della protezione direzionale per guasto a terra (punto 8.5.12.2 della norma CEI 0-16): in questo caso l'adeguamento consiste nell'installazione della medesima protezione direzionale per guasto a terra, secondo le specificazioni contenute nella RTC (Allegato D della norma CEI 0-16);

f. in caso di esito positivo delle verifiche dell'impianto di terra dell'utente esistente, salvo oggettivi problemi tecnici debitamente motivati dall'impresa distributrice, la stessa impresa distributrice è tenuta alla connessione degli schermi dei propri cavi di media tensione all'impianto di terra dell'utente. Conseguentemente, ai fini di successive verifiche dell'impianto di terra dell'utente, si adotteranno le modalità specificate nella Regola tecnica di riferimento (punto 8.5.5.1 della norma CEI 0-16);

g. successivamente alla comunicazione, a fronte della prima richiesta da parte dell'utente all'impresa distributrice successiva all'entrata in vigore della RTC, dei dati necessari alle verifiche dell'impianto di terra dell'utente, la stessa impresa distributrice comunicherà autonomamente all'utente tali dati solamente in corrispondenza di ogni variazione significativa dei dati medesimi (punto 8.5.5.1 della norma CEI 0-16).

h. nei casi di impianti dell'impresa distributrice collocati presso un utente esistente e asserviti all'alimentazione in bassa tensione di altri utenti: in questi casi, la stessa impresa distributrice è tenuta al collegamento del neutro BT ad un impianto di terra separato da quella dell'utente qualora questa non colleghi gli schermi metallici dei cavi propri MT all'impianto di terra dell'utente stesso.

Articolo 8

Applicazione parziale della Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a clienti finali con impianti di produzione di energia elettrica

8.1 La Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV si applica parzialmente ai clienti finali esistenti nei casi di qualunque nuova installazione di impianti di produzione di energia elettrica secondo le seguenti modalità:

i) in caso di installazione di un impianto di produzione di qualsiasi potenza si applica la RTC relativamente allo stesso impianto di produzione, con particolare riferimento al Sistema di Protezione di Interfaccia (Allegato E della Norma CEI 0-16) ed al Dispositivo di Interfaccia (Punto 8.7.4 della norma CEI 0-16), inoltre,

ii) in caso di aumento della potenza dell'impianto di produzione, anche esistente, pari ad almeno 50 kW nominali (intesa come potenza delle apparecchiature di produzione dell'energia elettrica), l'utente provvede anche all'adeguamento del Sistema di Protezione Generale (Allegato D della norma CEI 0-16), del Dispositivo Generale (Punto 8.5.3.1 della norma CEI 0-16).

Articolo 9

Applicazione parziale della Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a clienti finali esistenti con potenza disponibile minore o uguale a 400 kW

9.1 La Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV si applica parzialmente ai clienti finali esistenti con potenza disponibile, comprensiva degli aumenti di cui ai punti successivi, inferiore o uguale a 400 kW, e che abbiano inviato la richiesta di connessione in data antecedente il 16 novembre 2006, secondo le seguenti modalità:

a. qualora, successivamente all'entrata in vigore della RTC, tali utenti richiedano aumenti di potenza, anche dilazionati nel tempo, complessivamente pari ad almeno 50 kW, ovvero realizzino un subentro inferiore ad 1 anno e richiedano un aumento di potenza disponibile pari ad almeno 50 kW rispetto all'impegno di potenza relativo al medesimo punto di connessione precedente il subentro stesso, i medesimi utenti sono tenuti ad installare un DG ed un SPG conformi alle disposizioni di cui alla RTC;

b. qualora i predetti soggetti non inviino la dichiarazione di adeguatezza di cui al successivo Articolo 11, dal 1 gennaio 2009 sono tenuti al versamento del corrispettivo CTS_M di cui al successivo Articolo 15 a partire dalla data corrispondente all'aumento di potenza di cui alla precedente lettera a;

c. qualora, successivamente all'entrata in vigore della RTC, tali utenti richiedano aumenti di potenza inferiori a 50 kW complessivi, ovvero realizzino un subentro inferiore ad 1 anno e richiedano un aumento di potenza disponibile inferiore a 50 kW rispetto all'impegno di potenza relativo al medesimo punto di connessione precedente il subentro stesso, e non inviino la dichiarazione di adeguatezza di cui al successivo Articolo 11, sono tenuti al versamento del corrispettivo tariffario specifico CTS di cui all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità n. 333/07.

9.2 In ogni caso, nelle more di ulteriori determinazioni dell'Autorità circa eventuali adeguamenti strutturali per questa tipologia di utenti ed in deroga a quanto disposto alla precedente lettera a), agli stessi utenti continuano ad applicarsi unicamente le disposizioni di cui all'articolo 35, comma 35.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07, oltre a quanto disposto alla precedente lettera b. in ordine al versamento del corrispettivo CTS_M di cui al successivo Articolo 15;

Articolo 10

Applicazione parziale della Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a clienti finali esistenti con potenza disponibile superiore a 400 kW

10.1 La Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV si applica parzialmente ai clienti finali esistenti con potenza disponibile, comprensiva degli aumenti di cui ai commi successivi, superiore a 400 kW successivamente alla data di entrata in vigore delle RTC e che abbiano inviato la richiesta di connessione in data antecedente il 16 novembre 2006.

10.2 Qualora, successivamente all'entrata in vigore delle RTC, i predetti utenti richiedano aumenti di potenza, anche dilazionati nel tempo, complessivamente pari ad almeno 100 kW, ovvero abbiano richiesto aumenti di potenza di qualsiasi entità tali da far superare la soglia di 400 kW di potenza disponibile, ovvero realizzino un subentro inferiore ad 1 anno e richiedano un aumento di potenza disponibile pari ad almeno 100 kW rispetto all'impegno di potenza relativo al medesimo punto di connessione precedente il subentro stesso, i medesimi utenti sono tenuti all'applicazione parziale della RTC descritta di seguito:

a. i requisiti del Dispositivo Generale e del Sistema di Protezione Generale devono rispettare le disposizioni di cui alla RTC (Punto 8.5.3.1 ed Allegato D della norma CEI 0-16),

b. qualora il rispetto delle disposizioni di cui alle regole tecniche sia verificato unicamente per il Dispositivo Generale, l'utente è tenuto ad uniformare il Sistema di Protezione Generale alla Regola tecnica di riferimento (in particolare, a quanto previsto nell'Allegato D della norma CEI 0-16),

c. qualora non sia verificato il rispetto delle disposizioni di cui alla Regola tecnica di riferimento relativamente al Dispositivo Generale, l'utente è tenuto ad uniformare il Dispositivo Generale ed il Sistema di Protezione Generale alla Regola tecnica di riferimento (in particolare, a quanto previsto nel punto 8.5.3.1 e nell'Allegato D della norma CEI 0-16).

10.3 Qualora i predetti soggetti non inviino la dichiarazione di adeguatezza, dal 1 gennaio 2009 sono tenuti al versamento del corrispettivo CTS_M di cui al successivo Articolo 15 a partire dalla data corrispondente all'aumento di potenza di cui al presente articolo.

10.4 Qualora, successivamente all'entrata in vigore della RTC, i predetti utenti richiedano aumenti di potenza inferiori a 100 kW complessivi, ovvero realizzino un subentro inferiore ad 1 anno con una variazione di potenza disponibile inferiore a 100 kW rispetto all'impegno di potenza relativo al medesimo punto di connessione precedente il subentro stesso, i medesimi utenti sono tenuti all'applicazione parziale della RTC descritta di seguito:

a. qualora il neutro sia compensato alla data di entrata in vigore della RTC, gli utenti sono tenuti all'applicazione parziale della RTC secondo quanto disposto al precedente comma 10.2, lettere da a. a c. Qualora i predetti soggetti non inviino la dichiarazione di adeguatezza, dal 1 gennaio 2009 sono tenuti al versamento del corrispettivo CTS_M di cui al successivo Articolo 15;

b. qualora il neutro sia compensato successivamente alla data di entrata in vigore della RTC, gli utenti sono conseguentemente tenuti all'applicazione parziale della RTC secondo quanto disposto al precedente comma 10.2, lettere da a. a c.

Qualora i predetti soggetti non inviino la dichiarazione di adeguatezza entro 6 mesi dalla data in cui il distributore comunica la modifica dello stato del neutro, sono tenuti al versamento del corrispettivo CTS_M di cui al successivo Articolo 15;

c. qualora non avvenga la modifica dello stato del neutro, in caso di mancato invio della dichiarazione di adeguatezza sono tenuti al versamento del corrispettivo tariffario specifico CTS di cui all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità n. 333/07.

Articolo 11
Dichiarazione di adeguatezza

11.1 La dichiarazione di adeguatezza, redatta a cura dei soggetti di cui all'art. 36, comma 36.4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07, è finalizzata a formalizzare il rispetto dei requisiti di cui alla stessa RTC; a partire dal 1° gennaio 2009, essa è presentata a seguito delle verifiche di cui all'Allegato C alla presente deliberazione per mezzo del modulo presente nel medesimo Allegato C.

11.2 Gli utenti di cui agli articoli 9 e 10, qualora intendano documentare il rispetto dei requisiti necessari per avere accesso agli indennizzi automatici, inviano all'impresa distributrice la dichiarazione di adeguatezza se non inviata precedentemente al 1° gennaio 2009 o entro 6 mesi dalla data in cui il distributore comunica la modifica dello stato del neutro.

11.3 Il rispetto dei requisiti di cui ai precedenti articoli 9 e 10 da parte dei soggetti che hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza è verificabile dalle imprese distributrici attraverso la realizzazione dei controlli di cui al presente Articolo.

11.4 In caso di adeguamento parziale, si specifica ulteriormente che sono comunque escluse le attività operative inerenti la sostituzione del cavo di collegamento in media tensione, oltre alla modifica delle caratteristiche edili dei locali ospitanti le apparecchiature dell'utente e dell'impresa distributrice.

11.5 Nell'ambito degli aumenti di potenza richiesti dall'utente di cui al precedente Articolo 9 e Articolo 10 si considerano anche i sistematici prelievi di potenza eccedenti il livello di potenza disponibile di cui all'Articolo 8, comma 8.2 dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07. La comunicazione dell'impresa distributrice relativa alla modifica della potenza disponibile è considerata, ai fini del presente provvedimento, equivalente ad una richiesta di aumento di potenza effettuata dall'utente.

11.6 L'impresa distributrice ha facoltà di effettuare controlli presso gli utenti che hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza, allo scopo di verificare l'effettiva adeguatezza degli impianti degli stessi utenti ai requisiti tecnici previsti, secondo le disposizioni di cui all'articolo 36 dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07.

Articolo 12
Esclusione dagli obblighi di applicazione della Regola tecnica di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica

12.1 Sono esclusi dalle disposizioni di cui al presente provvedimento i punti di interconnessione tra reti elettriche con obbligo di connessione di terzi, i punti di emergenza, i posti di trasformazione su palo, le cabine in elevazione con consegna agli amarri con potenza disponibile fino a 100 kW.

Articolo 13
Soluzioni speciali di connessione

13.1 Qualora, al fine del soddisfacimento di peculiari esigenze del richiedente la connessione, le parti si accordino per una delle soluzioni speciali di connessione (Punti 8.6.2 e 8.7.6 della norma CEI 0-16), la stessa impresa espone al richiedente la connessione i maggiori costi realizzativi, ovvero di esercizio e manutenzione, rispetto alla soluzione inizialmente proposta dall'impresa distributrice.

13.2 In caso di successiva connessione di terzi alla stessa linea i nuovi soggetti connessi si conformano alle disposizioni tecniche ivi adottate.

Articolo 14
Utenze privilegiate ai fini della selettività

14.1 In seguito a richiesta dell'utente e salvo oggettivi problemi tecnici debitamente motivati dall'impresa distributrice, la stessa impresa distributrice è tenuta a consentire, quanto segue:

a) agli utenti in media tensione con potenza disponibile pari ad almeno 5 MW, qualora caratterizzati dalla realizzazione della selettività nell'ambito dello stesso livello di tensione corrispondente a quello del punto di connessione alla rete di distribuzione secondo modalità dettagliate al punto 8.5.12.7 della norma CEI 0-16, di ritardare l'intervento del proprio DG, in modo da conseguire un coordinamento selettivo delle proprie protezioni elettriche MT, secondo quanto specificato nella Regola tecnica di riferimento, al punto 8.5.12.7, caso 2 della norma CEI 0-16; ciò comporta di ritardare anche l'intervento della protezione di massima corrente presso la cabina primaria della stessa impresa distributrice, secondo le modalità dettagliate al punto 8.5.12.7, caso 2 della norma CEI 0-16;

b) agli utenti di cui alla precedente lettera a) caratterizzati anche da una rete in media tensione con due livelli di tensione differente oppure con una estensione complessiva superiore a 3 km, di ritardare l'intervento del proprio DG, in modo da conseguire un coordinamento selettivo delle proprie protezioni elettriche MT, secondo quanto specificato nella Regola tecnica di riferimento, al punto 8.5.12.7, caso 3 della norma CEI 0-16; ciò comporta di ritardare anche l'intervento della protezione di massima corrente presso la cabina primaria della stessa impresa distributrice, secondo le modalità dettagliate al punto 8.5.12.7, caso 3 della norma CEI 0-16.

Articolo 15

Maggiorazione del corrispettivo tariffario specifico

15.1 Qualora l'utente rientri nelle fattispecie previste al precedente Articolo 9 e Articolo 10 per quanto inerente l'invio della dichiarazione di adeguatezza, il CTS maggiorato è determinato secondo la seguente formula:

$$CTS_M = CTS(1+n)$$

dove n è il numero intero di anni contati a partire dall'anno successivo a quello di decorrenza dell'obbligo di adeguamento non adempiuto, con un valore massimo pari a 3.

15.2 Il pagamento del CTS_M è sostitutivo del corrispettivo CTS e avviene con le stesse modalità previste per il corrispettivo CTS.

15.3 In corrispondenza di ogni evento tale da contribuire al raggiungimento dei valori dei parametri necessari all'applicazione, da parte dell'impresa distributrice, del corrispettivo CTS_M, la stessa impresa comunica all'utente gli obblighi, ovvero i futuri obblighi qualora i predetti valori non siano stati raggiunti, di adeguamento previsti dal presente provvedimento e l'ammontare del corrispettivo CTS_M che sarà tenuto a pagare in caso di mancato adeguamento del proprio impianto.

15.4 Nei parametri di cui al precedente comma 15.3 sono compresi i sistematici prelievi di potenza eccedenti il livello di potenza disponibile di cui all'Articolo 8, comma 8.2, dell'Allegato B alla deliberazione n. 348/07.

Articolo 16

Disposizioni finali

16.1 Alle richieste di connessione inoltrate dall'Utente all'impresa distributrice in data antecedente all'entrata in vigore delle RTC si applicano le precedenti regole tecniche adottate in autonomia dalle stesse imprese relativamente alla connessione alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale tra le fasi superiore ad 1 kV.

16.2 Dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento le regole tecniche per la connessione di utenti della rete alle reti elettriche di distribuzione, autonomamente adottate dalle imprese distributrici, non sono oggetto di modificazione e perdono di efficacia dalla data di entrata in vigore della RTC.

ALLEGATO *C*

Modalità per l'effettuazione e la presentazione della dichiarazione di adeguatezza

Parte I
Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza

La presente parte descrive i requisiti minimi che devono possedere DG (Dispositivo Generale) e SPG (Sistema di Protezione Generale) installati su impianti esistenti per essere considerati adeguati alle Regole Tecniche di Connessione, ai soli fini del rilascio della Dichiarazione di Adeguatezza.

A.1 Requisiti minimi del Dispositivo Generale (DG)

I DG installati su impianti esistenti devono:

a) consistere in un interruttore automatico + sezionatore, ovvero in un interruttore automatico in esecuzione estraibile, in condizioni di piena funzionalità e buono stato di conservazione/manutenzione dal punto di vista elettromeccanico;

b) avere potere di interruzione non inferiore a 12,5 kA (o valori superiori a seconda della I_{CC} trifase massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature comunicata dal Distributore);

c) tempo di apertura dell'interruttore (inteso come tempo complessivo intercorrente tra l'applicazione del segnale in ingresso ai circuiti amperometrici del relè e il completamento dell'apertura dei contatti), misurato secondo le modalità di cui in A.3, non superiore a 200 ms.

Ulteriori requisiti, riguardanti il SPG, sono dettagliati nel seguito in paragrafi distinti a seconda che si tratti di DG equipaggiati con protezioni dirette (protezioni azionate dalla corrente primaria senza trasduttori) ovvero equipaggiati con protezioni indirette.

A.1.1 DG equipaggiati con protezioni dirette (di tipo elettromeccanico) contro i guasti di fase

Sono ritenuti adeguati ai fini del presente Allegato i DG equipaggiati con protezioni dirette di massima corrente ad azione meccanica con i seguenti requisiti:

- sia possibile implementare le regolazioni (I>> e I>>> ed eventualmente I>) richieste dal Distributore;
- siano dotati (dotabili) di bobina di apertura a mancanza di tensione (ovvero di bobina a lancio di corrente);
- in quest'ultimo caso, è necessaria un'apparecchiatura finalizzata agli eventuali controlli da parte del Distributore (c.d. data logger), da includere nella protezione indiretta per guasto a terra.

In questi casi, è accettabile che tali DG siano equipaggiati con una protezione indiretta contro i guasti a terra. Tale protezione (relè+TO) deve essere conforme alle prescrizioni date per il relè di protezione generale nella Norma CEI 0-16.

Una volta che il DG sia stato equipaggiato con protezione indiretta contro i guasti a terra, è necessario che il complesso DG+SPG superi la prova n. 2 (ed eventualmente 3) di cui al paragrafo A.3, relativa alla protezione 51N (eventualmente 67N).

A.1.2 DG equipaggiati con protezioni indirette autoalimentate di tipo elettronico contro i guasti di fase

Sono ritenuti adeguati ai fini del presente Allegato i DG equipaggiati con protezioni dirette di massima corrente con i seguenti requisiti:

- sia possibile implementare le regolazioni (I>> e I>>>) richieste dal Distributore;
- siano dotati (dotabili) di bobina di apertura a mancanza di tensione (ovvero di bobina a lancio di corrente con data logger, da includere nella protezione indiretta per guasto a terra);
- il tempo base della protezione dichiarato dal Costruttore non superi i 100 ms.

In questi casi, è accettabile che tali DG siano equipaggiati con una protezione indiretta contro i guasti a terra. Tale protezione (relè+TO) deve essere conforme alle prescrizioni date per il relè di protezione generale nella Norma CEI 0-16.

Una volta che il DG sia stato equipaggiato con protezione indiretta contro i guasti a terra, è necessario che il complesso DG+SPG superi la prova n. 2 (ed eventualmente 3) di cui al paragrafo A.3, relativa alla protezione 51N (eventualmente 67N).

A.1.3 DG equipaggiati con protezioni indirette non autoalimentate

Saranno ritenuti adeguati ai fini del presente Allegato i DG equipaggiati con protezioni indirette purchè il relativo SPG possegga i requisiti di cui in A.1.3.

E' inoltre necessario che il complesso DG+SPG superi le prove di cui al paragrafo A.3 (prove 1 e 2 ed eventualmente 3).

A.2 Requisiti minimi del sistema di protezione generale

Il SPG deve possedere i requisiti specificati nei paragrafi seguenti circa il relè e i trasformatori di protezione.

A.2.1 Relè di protezione

A integrazione e/o deroga rispetto alle caratteristiche integrali del relè riportate nella Norma CEI 0/16, è ammesso che la PG abbia le seguenti caratteristiche:

- possibilità di implementare le regolazioni e le funzioni richieste dalla presente Norma, in particolare, 50, 51 e 51N (eventualmente 67N a seconda dell'estensione della rete sottesa);
- sia equipaggiata con circuito di sgancio a mancanza di tensione o, in alternativa

- sia dotata di un'apparecchiatura finalizzata agli eventuali controlli da parte del Distributore (c.d. data logger).

A.2.2 Trasformatori di protezione

L'idoneità dei TA di fase deve essere accertata secondo quanto contenuto nella Guida
CEI 11-35, verificando:

- l'adeguatezza della sezione dei cavi di collegamento fra il secondario del TA e la PG;
- la sovraccaricabilità transitoria degli ingressi amperometrici della PG stessa.

Sostanzialmente, il TA, nelle reali condizioni di installazione (tenendo conto di sezione e lunghezza dei conduttori fra secondario del TA e il RP, dell'autoconsumo del RP, delle prestazioni e delle altre caratteristiche del TA stesso, ecc.) deve essere lineare fino a correnti primarie:

- non inferiori a 4 volte la regolazione di I>>> richiesta dal Distributore, nel caso di protezioni statiche;

- non inferiori a 2/3 della corrente di cortocircuito massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature dichiarata dal Distributore nel punto di connessione, nel caso di protezioni elettromeccaniche.

Inoltre, la corrente al secondario del TA in presenza di correnti non inferiori a 2/3 della corrente di cortocircuito massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature dichiarata dal Distributore nel punto di connessione (tenendo conto del rapporto di trasformazione nominale del TA stesso) con durata pari ad 0,5 s non deve danneggiare né i cavi di collegamento fra il secondario del TA e il RP, né gli ingressi amperometrici dello stesso RP.

L'equivalenza della linearità dei TA è basata su semplici considerazioni elettrotecniche, indicate nella Guida CEI 11-35 per il calcolo del fattore limite di precisione effettivo dei TA.

Per quanto riguarda il TO: sono considerati adeguati i TO esistenti, purchè, in associazione con il relè, rispettino i requisiti funzionali di cui all'Allegato D della Norma CEI 0/16. In particolare, sulle reti a neutro compensato, il TO deve sopportare la componente unidirezionale senza che la saturazione causi insensibilità o ritardi eccessivi allo scatto del relè (150 ms). Il rispetto di questa condizione può essere attestato solo da dichiarazione del costruttore del TO, ovvero da prove condotte con iniezione di correnti primarie.

A.3 Prove sul complesso DG+PG (ai soli fini di accertare il tempo complessivo di eliminazione del guasto)

Le prove per accertare il requisito circa il tempo di apertura di cui in A.1 consistono in:

- applicazione di un segnale di corrente pari a 1,2 volte il valore della soglia di massima corrente (riportato al secondario dei TA di fase) per cui è previsto lo scatto istantaneo all'ingresso amperometrico di fase del relè, e rilievo dell'istante di applicazione del segnale medesimo mediante opportuno

strumento di misura (prova 1). La durata del segnale da applicare sarà di 100 ms.

- applicazione di un segnale di corrente pari a 1,2 volte il valore della soglia di massima corrente omopolare (riportato al secondario dei TO) all'ingresso amperometrico omopolare del relè, e rilievo dell'istante di applicazione del segnale medesimo mediante opportuno strumento di misura (prova 2). La durata del segnale da applicare sarà di 200 ms;
- nel caso di presenza di protezione direzionale di terra, applicazioni di corrente omopolare e tensione omopolare entro il settore di intervento della medesima protezione direzionale (prova 3); la durata del segnale da applicare sarà di 200 ms.
- registrazione sul medesimo strumento di misura dell'istante di completamento di apertura dei contatti dell'interruttore (comune alle prove 1 e 2), rilevabile in uno dei modi seguenti:
  - rilievo della posizione dei contatti ausiliari;
  - rilievo della assenza di tensione sui circuiti a valle dell'interruttore (mediante TV eventualmente presenti sull'impianto);
  - rilievo (mediante opportuna pinza amperometrica) della estinzione della corrente per opera dell'interruttore.

Le modalità di effettuazione delle prove 1, 2 (ed eventualmente 3) sono esplicitate nell'allegato B della Norma CEI 0-16, unitamente ai risultati necessari ai fini del superamento delle prove medesime.

Parte II

Modalità (modulo) per la presentazione della dichiarazione di adeguatezza

FAC-SIMILE DELLA DICHIARAZIONE DI ADEGUATEZZA

Dati del cliente

Cliente Livello di tensione della fornitura ☐ AT ☐ MT

Tipo di utenza: ☐ cliente finale ☐ produttore ☐ autoproduttore

Potenza disponibile (kW)________________________ POD ________________________

Indirizzo ________________________________ Provincia ________________

Recapiti telefonici____

Requisiti e prove di cui alle Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza

☐ Requisiti semplificati di cui all'Articolo 35, comma 35.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07

☐ Requisiti di cui alla lettera A.1 delle *Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza*

☐ Requisiti di cui alla lettera A.2 delle *Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza*

☐ Prove di cui alla lettera A.3 delle *Modalità per l'effettuazione della dichiarazione di adeguatezza*

(Facoltativo e in alternativa)

☐ Disponibilità di *log* sulle protezioni generali.

☐ Disponibilità di *log* sul sistema SCADA che controlla da remoto le protezioni generali.

(Da compilare solo se il cliente dichiara la rispondenza alle disposizioni delle RTC)

La taratura delle protezioni generali è stata effettuata in accordo alle specifiche di taratura fornite dall'impresa distributrice ________________________ in data ___________ con lettera ____________________

E' allegata la seguente documentazione:

- Schema elettrico dell'impianto a valle del punto di consegna, secondo quanto disposto dall-Art. 13.2 della Norma CEI 0/16.
- Per i soli impianti rispondenti ai requisiti di cui alle RTC, planimetria della sezione in media tensione dell'impianto a valle del punto di consegna.

Dati del personale tecnico che effettua la dichiarazione di adeguatezza

Nome e cognome______________________________Ditta______________________________

☐ Personale tecnico di cui alla deliberazione n. 333/07, Allegato A, comma 36.4, lettera a)

☐ Personale tecnico di cui alla deliberazione n. 333/07, Allegato A, comma 36.4, lettera b)

☐ Personale tecnico di cui alla deliberazione n. 333/07, Allegato A, comma 36.4, lettera c)

Con la presente attesto sotto la mia responsabilità che quanto dichiarato ai punti precedenti risponde al vero.

Data e luogo________________ Firma e timbro ____

Dichiarazione del cliente

Con la presente dichiaro che non porrò alcun ostacolo all'effettuazione di eventuali controlli da parte dell'impresa distributrice effettuati allo scopo di verificare l'effettiva adeguatezza degli impianti ai requisiti tecnici previsti, pena la revoca della presente dichiarazione.

Data e luogo________________ Firma ____

08A02396

AUGUSTA IANNINI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G803077/1) Roma, 2008 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

I S T I T U T O   P O L I G R A F I C O   E   Z E C C A   D E L L O   S T A T O

LIBRERIE CONCESSIONARIE PRESSO LE QUALI È IN VENDITA LA GAZZETTA UFFICIALE

cap	località	libreria	indirizzo	pref.	tel.	fax
00041	**ALBANO LAZIALE (RM)**	LIBRERIA CARACUZZO	Corso Matteotti, 201	06	9320073	93260286
60121	**ANCONA**	LIBRERIA FOGOLA	Piazza Cavour, 4-5-6	071	2074606	2060205
81031	**AVERSA (CE)**	LIBRERIA CLA.ROS	Via L. Da Vinci, 18	081	8902431	8902431
70124	**BARI**	CARTOLIBRERIA QUINTILIANO	Via Arcidiacono Giovanni, 9	080	5042665	5610818
70121	**BARI**	LIBRERIA EGAFNET.IT	Via Crisanzio, 16	080	5212142	5243613
13900	**BIELLA**	LIBRERIA GIOVANNACCI	Via Italia, 14	015	2522313	34983
40132	**BOLOGNA**	LIBRERIA GIURIDICA EDINFORM	Via Ercole Nani, 2/A	051	4218740	4210565
40124	**BOLOGNA**	LIBRERIA GIURIDICA - LE NOVITÀ DEL DIRITTO	Via delle Tovaglie, 35/A	051	3399048	3394340
21052	**BUSTO ARSIZIO (VA)**	CARTOLIBRERIA CENTRALE BORAGNO	Via Milano, 4	0331	626752	626752
91022	**CASTELVETRANO (TP)**	CARTOLIBRERIA MAROTTA & CALIA	Via Q. Sella, 106/108	0924	45714	45714
95128	**CATANIA**	CARTOLIBRERIA LEGISLATIVA S.G.C. ESSEGICI	Via F. Riso, 56/60	095	430590	508529
88100	**CATANZARO**	LIBRERIA NISTICÒ	Via A. Daniele, 27	0961	725811	725811
66100	**CHIETI**	LIBRERIA PIROLA MAGGIOLI	Via Asinio Herio, 21	0871	330261	322070
22100	**COMO**	LIBRERIA GIURIDICA BERNASCONI - DECA	Via Mentana, 15	031	262324	262324
87100	**COSENZA**	LIBRERIA DOMUS	Via Monte Santo, 70/A	0984	23110	23110
50129	**FIRENZE**	LIBRERIA PIROLA già ETRURIA	Via Cavour 44-46/R	055	2396320	288909
71100	**FOGGIA**	LIBRERIA PATIERNO	Via Dante, 21	0881	722064	722064
16121	**GENOVA**	LIBRERIA GIURIDICA	Galleria E. Martino, 9	010	565178	5705693
95014	**GIARRE (CT)**	LIBRERIA LA SEÑORITA	Via Trieste angolo Corso Europa	095	7799877	7799877
73100	**LECCE**	LIBRERIA LECCE SPAZIO VIVO	Via Palmieri, 30	0832	241131	303057
74015	**MARTINA FRANCA (TA)**	TUTTOUFFICIO	Via C. Battisti, 14/20	080	4839784	4839785
98122	**MESSINA**	LIBRERIA PIROLA MESSINA	Corso Cavour, 55	090	710487	662174
20100	**MILANO**	LIBRERIA CONCESSIONARIA I.P.Z.S.	Galleria Vitt. Emanuele II, 11/15	02	865236	863684

Segue: **LIBRERIE CONCESSIONARIE PRESSO LE QUALI È IN VENDITA LA GAZZETTA UFFICIALE**

cap	località	libreria	indirizzo	pref.	tel.	fax
28100	**NOVARA**	EDIZIONI PIROLA E MODULISTICA	Via Costa, 32/34	0321	626764	626764
90138	**PALERMO**	LA LIBRERIA DEL TRIBUNALE	P.za V.E. Orlando, 44/45	091	6118225	552172
90138	**PALERMO**	LIBRERIA S.F. FLACCOVIO	Piazza E. Orlando, 15/19	091	334323	6112750
90145	**PALERMO**	LA LIBRERIA COMMISSIONARIA	Via S. Gregorietti, 6	091	6859904	6859904
90133	**PALERMO**	LIBRERIA FORENSE	Via Maqueda, 185	091	6168475	6177342
43100	**PARMA**	LIBRERIA MAIOLI	Via Farini, 34/D	0521	286226	284922
06087	**PERUGIA**	CALZETTI & MARIUCCI	Via della Valtiera, 229	075	5997736	5990120
29100	**PIACENZA**	NUOVA TIPOGRAFIA DEL MAINO	Via Quattro Novembre, 160	0523	452342	461203
59100	**PRATO**	LIBRERIA CARTOLERIA GORI	Via Ricasoli, 26	0574	22061	610353
00192	**ROMA**	LIBRERIA DE MIRANDA	Viale G. Cesare, 51/E/F/G	06	3213303	3216695
00187	**ROMA**	LIBRERIA GODEL	Via Poli, 46	06	6798716	6790331
00187	**ROMA**	STAMPERIA REALE DI ROMA	Via Due Macelli, 12	06	6793268	69940034
63039	**SAN BENEDETTO D/T (AP)**	LIBRERIA LA BIBLIOFILA	Via Ugo Bassi, 38	0735	587513	576134
10122	**TORINO**	LIBRERIA GIURIDICA	Via S. Agostino, 8	011	4367076	4367076
36100	**VICENZA**	LIBRERIA GALLA 1880	Viale Roma, 14	0444	225225	225238

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

— **presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;**

— **presso le librerie concessionarie indicate (elenco consultabile sul sito www.ipzs.it)**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando il codice fiscale per i privati. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

Le inserzioni, come da norme riportate nella testata della parte seconda, si ricevono con pagamento anticipato, presso le agenzie in Roma e presso le librerie concessionarie.

Per informazioni, prenotazioni o reclami attinenti agli abbonamenti oppure alla vendita della *Gazzetta Ufficiale* bisogna rivolgersi direttamente all'Amministrazione, presso l'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato - Piazza G. Verdi, 10 - 00100 ROMA

Gazzetta Ufficiale Abbonamenti	Vendite	Ufficio inserzioni	Numero verde
☎ 800-864035 - Fax 06-85082520	☎ 800-864035 - Fax 06-85084117	☎ 800-864035 - Fax 06-85082242	☎ 800-864035